



**PROYECTO DE FIN DE CARRERA**

**INGENIERÍA INDUSTRIAL SUPERIOR**

**Especialidad: ELECTRICIDAD**

Análisis de un parque eólico. Influencia de la  
tensión en la regulación de la potencia  
reactiva de sus aerogeneradores.

**LUIS SOLANO LÓPEZ**

MADRID, Julio de 2008



*A mis padres, con cariño*

*Con amor al recuerdo eterno de Cristina López, que se fue sin hacer ruido una madrugada de primavera  
hace más de 5 años*





## Resumen

El objeto de este proyecto de fin de carrera es analizar la influencia de la tensión en bornas de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado sobre su capacidad para regular el flujo de reactiva que intercambia con el sistema.

Para ello se estudiará el comportamiento del parque eólico de El Aguallal, perteneciente a Acciona Energía, conectado a la sistema eléctrico nacional en el nodo de 220 kV de Lubián, teniendo en cuenta la existencia de otros parques eólicos conectados al mismo nodo, así como la influencia de los cables, transformadores y líneas aéreas que interconectan las máquinas dentro del parque y éste con el punto de conexión a la red nacional.

Se va a analizar el funcionamiento del parque eólico en las situaciones de operación en las que se intercambie la potencia reactiva límite dentro de los márgenes tolerables impuestos por el fabricante, y el nivel de tensión en bornas de cada máquina, para cada valor de la velocidad del viento.

Mediante la herramienta PSSE, con la que se realizan los cálculos de flujos de cargas en el modelo analizado, cubriremos todo el rango de velocidades posibles desde la de conexión hasta la de corte, para modelar todos los puntos PQ de funcionamiento extremos de las máquinas de El Aguallal. Para cada velocidad de viento se obtendrá la potencia activa que la máquina es capaz de proporcionar, según su curva de potencia, y de ahí los límites de reactiva a partir de la curva PQ, característica de cada aerogenerador y proporcionada por el fabricante, siempre que la tensión se mantenga entre límites estables.

Los resultados mostrarán como el nivel de tensión en bornas de máquina influye en la capacidad para regular reactiva de los aerogeneradores. Los límites definidos por el fabricante no se alcanzarán nunca en las condiciones estudiadas, debido a la actuación de los equipos de control que, cuando la tensión esté próxima a alcanzar algún valor inadmisibles para un estado de funcionamiento estable, dejará de responder frente a las solicitudes externas de incremento o disminución de reactiva con el fin de proteger a la máquina.

El capítulo 1 sirve como introducción a la energía eólica y su desarrollo en España. Se presentan de manera general los componentes de los aerogeneradores, y se introduce la teoría de la cantidad de movimiento y la curva de potencia.

El capítulo 2 es un capítulo introductorio a la integración de parques eólicos en un sistema eléctrico y a la problemática asociada. Se expone además el planteamiento y formulación de los flujos de cargas para el análisis de sistemas eléctricos.

El capítulo 3 presenta las características principales de los generadores doblemente alimentados, así como un análisis de su respuesta real de regulación de potencia reactiva ante variaciones de tensión. Se introduce la hipótesis de respuesta de los controles de la máquina ante tensiones críticas, que será utilizada para el desarrollo de los cálculos de este proyecto de fin de carrera.

En el capítulo 4 se muestra el objeto del análisis y la metodología que se ha seguido para la configuración del modelo de red equivalente.

En el capítulo 5 se presentan todos los cálculos electrotécnicos para la definición de la red equivalente. Se muestran las hipótesis de simplificación de los parques eólicos adyacentes y los cálculos de transformadores, cables aislados y líneas aéreas de del sistema eléctrico.

En el capítulo 6 se presenta la metodología de definición de los puntos de funcionamiento para llevar a cabo los flujos de cargas en el sistema.

En el capítulo 7 se presentan los resultados del estudio.

Las conclusiones finales se presentan en el capítulo 8.

# Índice

<b>1 INTRODUCCIÓN GENERAL.....</b>	<b>18</b>
1.1 Sistemas de energía eléctrica .....	18
1.2 El viento como fuente de energía.....	21
1.2.1 <i>El interés por la energía eólica</i> .....	21
1.2.2 <i>La energía del viento</i> .....	22
1.3 Situación actual en España .....	26
1.4 Aerogeneradores. Constitución .....	27
1.5 Aerogeneradores. Principios de funcionamiento .....	33
1.5.1 <i>Teoría de la cantidad de movimiento. La ley de Betz</i> .....	33
1.5.1.1 <i>Velocidad en el plano del rotor</i> .....	36
1.5.1.2 <i>Potencia aerodinámica extraída por el rotor del viento.</i> .....	36
1.5.1.3 <i>Límite de Betz</i> .....	37
1.5.2 <i>Curva de Potencia</i> .....	38
<b>2 INTRODUCCIÓN A LA INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....</b>	<b>40</b>
2.1 Introducción.....	40
2.2 Objetivos operativos de un Sistema Eléctrico .....	42
2.3 Problemática asociada con el estado normal de operación.....	42
2.3.1 <i>El estudio de los flujos de potencia como instrumento para la explotación del Sistema de Energía Eléctrica</i> .....	43
2.3.2 <i>Influencia de la generación eólica sobre la interacción frecuencia-potencia activa (f-P)</i> .....	44
2.3.3 <i>Influencia de la generación eólica sobre la interacción tensión-potencia reactiva (V-Q)</i> .....	44
2.4 Análisis de Flujos de Potencia .....	46
2.4.1 <i>Planteamiento</i> .....	46
2.4.2 <i>Formulación</i> .....	48
2.4.3 <i>Tipos de modelado de los nodos de un sistema eléctrico en un estudio de Flujo de Cargas</i> .....	50
<b>3 COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO.....</b>	<b>53</b>
3.1 Características del Generador de Inducción Doblemente Alimentado....	53
3.1.1 <i>Principio de funcionamiento</i> .....	53
3.1.2 <i>Balance de potencias</i> .....	54
3.2 Curva de funcionamiento .....	55

3.3	Respuesta en tensión del generador asíncrono doblemente alimentado.	58
3.3.1	<i>Respuesta general de la tensión ante variaciones de potencia reactiva</i>	58
3.3.2	<i>Hipótesis de respuesta a tensiones críticas</i>	59
4	<b>ANÁLISIS DEL PARQUE EÓLICO DE EL AGUALLAL.....</b>	<b>64</b>
4.1	Presentación general del sistema eléctrico en estudio .....	64
4.2	Objeto del análisis y metodología.....	66
5	<b>MODELADO DEL SISTEMA.....</b>	<b>70</b>
5.1	Introducción.....	70
5.2	Parques eólicos adyacentes.....	70
5.2.1	<i>Modelo del generador equivalente a los 4 parques de Acciona Energía que inyectan a 45 kV.</i>	70
5.2.2	<i>Modelo del generador equivalente que sustituye al conjunto de parques lejanos que inyectan a 220kV.</i>	72
5.3	Transformadores .....	76
5.3.1	<i>Transformador del aerogenerador Gamesa G47</i>	77
5.3.2	<i>Transformador del aerogenerador Gamesa G58</i>	78
5.3.3	<i>Transformador del aerogenerador Gamesa G80</i>	78
5.3.4	<i>Transformador de Subestación 20/45 kV</i>	79
5.3.5	<i>Transformadores de Subestación 45/220 kV. Cálculo del transformador equivalente</i>	80
5.4	Líneas Eléctricas .....	80
5.4.1	<i>Cables aislados</i>	81
5.4.2	<i>Línea aérea y su equivalente en <math>\pi</math></i>	83
5.4.2.1	<i>Cálculo de la Resistencia de la línea aérea.</i>	85
5.4.2.2	<i>Cálculo de la Reactancia</i>	85
5.4.2.3	<i>Cálculo de la Capacitancia</i>	86
5.4.3	<i>Z de cortocircuito ( Subestación de Lubián 220 kV con el nodo de REE)</i>	87
6	<b>SITUACIONES DE FUNCIONAMIENTO .....</b>	<b>90</b>
6.1	Interpolación sobre las curvas de potencia .....	90
6.2	Programación de los puntos de funcionamiento en Visual Basic para Excel .....	92
6.3	Flujos de cargas .....	95
7	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>97</b>
7.1	<i>Saturación de las máquinas por tensiones altas. Estudio del comportamiento d las máquinas en régimen capacitivo</i> .....	97

7.2	<i>Saturación de las máquinas por tensiones bajas. Estudio del comportamiento de las máquinas del parque eólico en régimen inductivo.</i>	102
7.3	<i>Estudio de la evolución de la tensión de los nodos de 20kV en los regímenes capacitivo e inductivo.</i>	106
7.4	<i>Curvas PQ obtenidas para los aerogeneradores</i>	108
7.4.1	<i>Curvas PQ obtenidas para los aerogeneradores G47</i>	108
7.4.2	<i>Curvas PQ obtenidas para los aerogeneradores G58</i>	112
7.4.3	<i>Curva PQ obtenida para el aerogenerador G80</i>	117
7.5	<i>Curva PQ del parque eólico en 20 kV</i>	118
7.6	<i>Curva PQ del parque eólico en 20 kV. Efecto de cables y transformadores del parque eólico en los límites de potencia</i>	119
7.7	<i>Curva PQ del parque eólico en 45 kV</i>	120
7.8	<i>Curva PQ del parque eólico en 45 kV. Efecto de los componentes del sistema eléctrico en los límites de potencia del parque eólico</i>	121
8	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>123</b>
9	<b>ANEXO A. HERRAMIENTAS UTILIZADAS</b>	<b>126</b>
9.1	<b>PSS<sup>TME</sup> (Power System Simulator for Engineering)</b>	<b>126</b>
9.2	<b>PI-Datalink Version 3.1.3</b>	<b>127</b>
9.3	<b>Gamesa SGIPE</b>	<b>128</b>
9.4	<b>Editor de Visual Basic para Excel</b>	<b>128</b>
9.5	<b>Microsoft Word</b>	<b>129</b>
10	<b>ANEXO B. SITUACIÓN DEL PARQUE EÓLICO</b>	<b>131</b>
11	<b>ANEXO C. TIPOS DE AEROGENERADORES DEL PARQUE DE EL AGUALLAL</b>	<b>135</b>
11.1	<b>G47-660kW</b>	<b>135</b>
11.2	<b>G58-850kW</b>	<b>136</b>
11.3	<b>G80-2MW</b>	<b>137</b>
12	<b>ANEXO D. IMPEDANCIA DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>139</b>
13	<b>ANEXO E. IMPEDANCIAS DE LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>144</b>
14	<b>ANEXO F. RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DEL GENERADOR EQUIVALENTE DE LOS PARQUES LEJANOS</b>	<b>148</b>

---

<b>15 ANEXO G. CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN DE LOS PUNTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO CON VISUAL BASIC PARA EXCEL .....</b>	<b>151</b>
<b>16 ANEXO H. RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE CARGAS CON PSS/E EN LOS NODOS DE SUBESTACIÓN Y DE ALTA TENSIÓN .....</b>	<b>165</b>
<b>17 BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>181</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Curva de Demanda Real, Programada y Prevista. Fuente: REE.....	20
Figura 2. Evolución precio anual del barril de Brent desde Julio de 1998. Fuente OilEnergy.com.....	22
Figura 3. Circulación del viento en la atmósfera. Fuente: Instituto Argentino de la Energía.....	23
Figura 4: Mapa Eólico Europa Occidental. Fuente: Risø National Laboratory .....	24
Figura 5: Mapa de vientos Mundial. Fuente: NREL .....	24
Figura 6. Evolución anual de la potencia eólica instalada, previsión según el PER y previsión a 2020. Fuente: AEE.....	26
Figura 7. Reparto de la potencia por tecnologías a nivel nacional.....	27
Figura 8. Reparto de la potencia instalada de Energías Renovables .....	27
Figura 9: vista general del parque eólico de Middelgrunden, cercano a Copenhague.....	28
Figura 10: Desglose de la góndola de un aerogenerador .....	28
Figura 11: Partes de un aerogenerador.....	29
Figura 12: Eje de baja velocidad de una aeroturbina .....	30
Figura 13: Esquema de transmisión del movimiento giratorio del rotor eólico hasta el generador .....	31
Figura 14: Acoplamiento flexible a la salida de la caja multiplicadora .....	32
Figura 15. Tubo de corriente en un aerogenerador.....	35
Figura 16. Curva de potencia de un aerogenerador Gamesa G80 - 2MW .....	38
Figura 17. Conexión típica de un grupo de aerogeneradores a un centro de transformación.....	41
Figura 18. Modelo de generador asíncrono en régimen estacionario.....	50
Figura 19. Esquema de un generador doblemente alimentado. Fuente IEEE .....	53
Figura 20. Esquema del balance de potencias en un generador doblemente alimentado .....	54
Figura 21. La curva de potencia de un aerogenerador relaciona la velocidad de viento incidente con la potencia activa que éste es capaz de proporcionar.....	55
Figura 22. Curva PQ de un aerogenerador .....	56
Figura 23. Puntos extremos (P,Qmax) & (P,Qmin) en un aerogenerador asíncrono doblemente alimentado.....	57
Figura 24. Rango de posibles puntos de funcionamiento de un aerogenerador doblemente alimentado Gamesa.....	59
Figura 25. Relación entre la potencia reactiva y la tensión en un aerogenerador doblemente alimentado. Zonas de funcionamiento críticas.....	60
Figura 26. Escalones de potencia reactiva constante en la zona 3 de regulación de tensión.....	61
Figura 27. Ejemplo de curva PQ real de un aerogenerador en un parque eólico y punto A de recuperación de la curva PQ.....	62
Figura 28. Esquema unifilar de la red de Baja / Media Tensión.....	64
Figura 29. Esquema de conexión de los parques de la zona conectados a la subestación de Lubián. ....	65



Figura 30. Esquema unifilar de la red de Media / Alta Tensión.....	65
Figura 31. Esquema unifilar equivalente del sistema eléctrico estudiado .....	67
Figura 32. Posición del generador equivalente a los parques cercanos en la red de Alta Tensión.....	70
Figura 33. Situación de los puntos de medida del factor de potencia en la red de Alta Tensión del sistema eléctrico.....	71
Figura 34. Tabla de bonificación por compensación de reactiva del Anexo V del RD 661/ 2007 .....	72
Figura 35. Posición del generador equivalente a los parques lejanos en la red de Alta Tensión.....	72
Figura 36. Modelo de la red de MT / AT del sistema estudiado en PPSE/E.....	73
Figura 37. Circuito equivalente simplificado de un transformador en el ensayo de vacío. ....	76
Figura 38. Posición del transformador de subestación 20/45 kV en el equivalente de red.....	79
Figura 39. Posición del transformador de subestación 45/220 kV en el equivalente de red.....	80
Figura 40. Esquema de conexión de los parques de la zona conectados a la subestación de Lubián. ....	80
Figura 41. Posición del tramo de cable aislado que une la subestación 20/45 kV con la de Lubián 45/220 kV .....	81
Figura 42. Tipos de cables del sistema eléctrico .....	81
Figura 43. Cables aislados del parques eólico de El Aguallal.....	82
Figura 44. Posición del tramo de línea aérea que une la subestación 20/45 kV con la de Lubián 45/220 kV.....	83
Figura 45. Distancias entre cruceta y remate o borde inferior de apoyo en apoyos tipo Olmo .....	83
Figura 46. Dimensiones de los armados en un apoyo tipo Olmo .....	84
Figura 47. Dimensiones de las cimentaciones en un apoyo tipo Olmo.....	84
Figura 48. Distancias entre cables en el apoyo.....	85
Figura 49. Distancias para el cálculo de la capacitancia .....	86
Figura 50. Zcc entre el nodo de 220 kV de la subestación de Lubián y el nodo de REE .....	87
Figura 51. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G58-850 kW.....	90
Figura 52. Detalle de la curva de potencia de una maquina Gamesa G47 aproximada por tramos rectos. ....	91
Figura 53. Puntos de funcionamiento de los aerogeneradores del parque eólico del El Aguallal .....	92
Figura 54. Aproximación por rectas de las curvas de potencia de los aerogeneradores del parque de El Aguallal.....	93
Figura 55. Ecuaciones por tramos de las curvas PQ de fabricante para cada aerogenerador.....	93
Figura 56. Vista general de la macro desarrollada para el cálculo de potencias.....	94
Figura 57. Evolución del alcance de los límites de tensión con la velocidad de viento .....	97
Figura 58. Evolución de la generación de reactiva con la velocidad de viento en las G58 hasta el momento en que se alcanza la tensión máxima en el sistema (a 8 m/s).....	99
Figura 59. Evolución de la generación de reactiva con la velocidad de viento en las G47 y la G80 hasta el momento en que se alcanzan las tensión máxima en el sistema (a 8 m/s).....	100
Figura 60. Régimen capacitivo. Diagrama con las tensiones máximas alcanzadas por cada aerogenerador del parque estudiado.....	101

Figura 61. Evolución del alcance de los límites de tensión con la velocidad de viento .....	102
Figura 62. Evolución de la generación de reactiva con la velocidad de viento en las máquinas hasta el momento en que se alcanza la tensión mínima en el sistema (en torno a 10,5 m/s).....	103
Figura 63. Zonas de regulación de la potencia reactiva de un aerogenerador doblemente alimentado ...	104
Figura 64. Diagrama con las tensiones mínimas alcanzadas por cada aerogenerador del parque estudiado. ....	105
Figura 65. Evolución de la tensión con la velocidad de viento en dos máquinas extremas del mismo ramal en régimen capacitivo .....	107
Figura 66. Evolución de la tensión con la velocidad de viento en dos máquinas extremas del mismo ramal en régimen inductivo.....	107
Figura 67. Curva PQ máquinas Gamesa G47 1, 2, 8 y 9.....	109
Figura 68. Curva PQ máquinas Gamesa G47 3 a 7 y 10 a 15.....	110
Figura 69. Curva PQ máquinas Gamesa G47 16 a 18.....	111
Figura 70. Curva PQ máquinas Gamesa G58 19 a 27, 45 y 46.....	112
Figura 71. Curva PQ máquina Gamesa G58 28 .....	113
Figura 72. Curva PQ máquinas Gamesa G58 29 a 37.....	114
Figura 73. Curva PQ máquinas Gamesa G58 38 y 39.....	115
Figura 74. Curva PQ máquinas Gamesa G58 40 a 43.....	116
Figura 75. Curva PQ máquina Gamesa G80 44 .....	117
Figura 76. Línea roja, régimen capacitivo, línea azul inductivo. Zona rayada en rojo, zona de máxima bonificación en régimen capacitivo. Zona rayada en azul, zona de máxima bonificación en régimen inductivo. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95 .....	118
Figura 77. Línea roja lisa, régimen capacitivo en 20 kV, línea azul lisa inductivo en 20 kV. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95. Línea roja punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen capacitivo. Línea azul punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen inductivo. ....	119
Figura 78. Línea roja, régimen capacitivo, línea azul inductivo. Zona rayada en rojo, zona de máxima bonificación en régimen capacitivo. Zona rayada en azul, zona de máxima bonificación en régimen inductivo. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95 .....	120
Figura 79. Línea roja lisa, régimen capacitivo en 20 kV, línea azul lisa inductivo en 20 kV. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95. Línea roja punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen capacitivo. Línea azul punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen inductivo. ....	121
Figura 80. Ventana principal de PSS/E, con la hoja de cálculo para la introducción de datos.....	126
Figura 81. Vista de la ventana para el dibujo de diagramas de PSS/E. ....	127
Figura 82. Vista de la pantalla de búsqueda de PI .....	127
Figura 83. Pantalla de presentación del SGIPE de Gamesa .....	128

Figura 84. Vista general de la interfaz de usuario de la macro desarrollada para el cálculo de puntos de funcionamiento.....	129
Figura 85. Vista Aérea 1/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador .....	131
Figura 86. Vista Aérea 2/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador .....	132
Figura 87. Vista Aérea 3/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador .....	132
Figura 88. Vista Aérea 4/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador .....	133
Figura 89. Vista Aérea 5/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador .....	133
Figura 90. Curva de potencia de la máquina Gamesa G47 .....	135
Figura 91. Curva de potencia de la máquina Gamesa G58 .....	136
Figura 92. Curva de potencia de la máquina Gamesa G80 .....	137

*(...) -Non fuyades, cobardes y viles criaturas,  
que un solo caballero es el que os acomete (...)*



# 1

## Introducción general

---

## 1 Introducción general

### 1.1 Sistemas de energía eléctrica

Se emplea el término Sistema de Energía Eléctrica (S.E.E.) para hacer referencia a aquellos sistemas relacionados con la generación, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica.

Elementos que constituyen un S.E.E. son pues los presentes en centrales generadoras de energía eléctrica, redes eléctricas de transporte y distribución de esa energía en Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión, subestaciones eléctricas AT-MT, centros de transformación en BT y consumos en AT, MT y BT.

Por lo tanto, todos los S.E.E. están formados por un gran número de elementos. No obstante, estos elementos pueden ser estructurados en unos pocos grupos, como se establece en la siguiente clasificación: Generación, Transporte, Distribución y Consumo. Gran parte de los elementos de estos grupos pueden ser modelados de forma relativamente simple, facilitando así la realización de estudios concernientes a diversos aspectos de los S.E.E. Este es el caso de la líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, la mayoría de las cuáles son susceptibles de ser modeladas mediante un simple esquema en  $\pi$ .

La utilización de la energía eléctrica esta presente en casi todas las actividades que se desarrollan habitualmente en los países que tienen un alto desarrollo económico, previéndose para los próximos decenios un gran crecimiento del consumo eléctrico en el resto de los países del planeta. De hecho, uno de los índices económicos generalmente empleados a la hora de evaluar la situación económica de un país, es precisamente el consumo de energía eléctrica y su crecimiento anual, situándose las empresas eléctricas entre las mayores y las mas importantes habitualmente.

En consonancia con lo anterior, los S.E.E. han sufrido una enorme evolución desde sus orígenes hasta hoy, tanto en lo que se refiere a medios de generación, transporte, distribución y utilización, como a materiales empleados, estrategias de operación, nuevas aplicaciones y fuentes de energía, principalmente. En los últimos años, la llamada crisis energética ha acelerado las iniciativas tendentes a lograr una mayor eficiencia en todos los aspectos relacionados con la energía, lo cual, unido a la creciente preocupación por el medio ambiente, ha reactivado el interés por las llamadas energías renovables.

Entre las energías renovables, la procedente del viento es hoy día una de las que ofrece un mayor interés desde el punto de vista de los costes asociados a la instalación y explotación, exceptuando aquellos en los que la hidroeléctrica pueda considerarse como energía renovable.

La ubicación geográfica de los centros de generación suele obedecer a razones de proximidad a fuentes primarias de energía o instalaciones receptoras – puertos marítimos, oleoductos, etc. – más que a razones de proximidad a los centros de consumo. Al objeto de minimizar las pérdidas, el transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo se efectúa a través de las redes de Alta Tensión.

En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales, como el viento.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. Esta modalidad de generación eléctrica, Generación Distribuida, es la característica de la generación eólica.

La Generación Distribuida, representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen en los inicios mismos de la generación eléctrica. De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo, para después evolucionar, debido al crecimiento demográfico, al desarrollo de economías de escala y a la demanda de bienes y servicios, hacia la esquema de Generación Centralizada. Cuando la generación eléctrica se estructuró en torno a la corriente alterna y centros de transformación, las grandes centrales podían encontrarse en lugares distantes de las zonas de consumo, aunque cerca del suministro del combustible y el agua.

A pesar de que los consumos son aleatorios, se ha comprobado que su evolución diaria a lo largo de todos los meses del año obedece aproximadamente a ciertos modelos, empleándose las Curvas de Demanda Diaria para predecir en primera instancia cuál va a ser la demanda en cada período. El número de grupos generadores que deben entrar en funcionamiento se puede programar con ciertos criterios lógicos y se hace posible la optimización de la explotación.

Por otro lado, la energía eléctrica no es susceptible de ser almacenada en grandes cantidades, con lo cual hay que establecer los mecanismos adecuados para ajustar la generación a la demanda existente en cada momento. Surge así la necesidad de incluir controles automáticos que vigilen y realicen esa y otras funciones, tales como las relacionadas con los valores de las variables del sistema (tensión, frecuencia, etc.), las cuáles no pueden desviarse mucho de sus valores nominales,

ya que afectaría negativamente al buen funcionamiento y a la seguridad de los receptores y de las instalaciones.

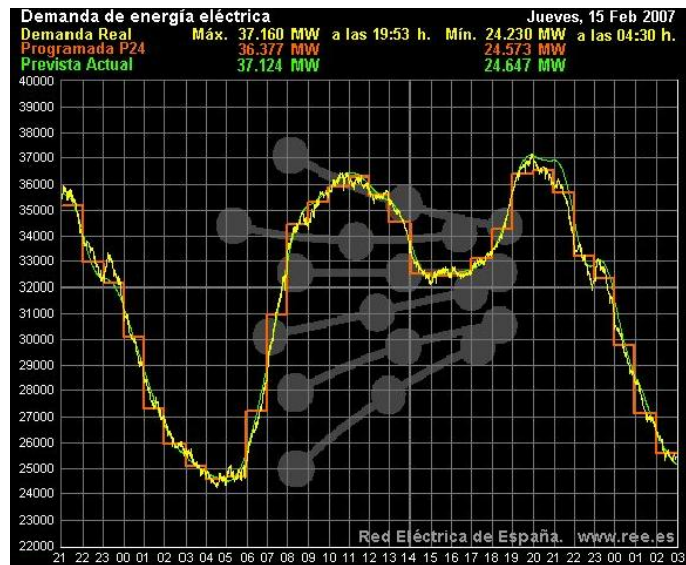


Figura 1. Curva de Demanda Real, Programada y Prevista. Fuente: REE

Aunque el principal objetivo de un S.E.E. es el de satisfacer la demanda, existen otros objetivos relacionados con la idea de cumplir el objetivo principal de la mejor forma posible, considerando aspectos tales como seguridad, fiabilidad, economía y estabilidad. Aparece así un conjunto de funciones a realizar, entre las que destacan:

- Planificación de la red de transporte
- Mantenimiento y Política de Crecimiento
- Análisis de Seguridad del Sistema
- Control de Frecuencia-Potencia
- Actuación de los Sistemas de Protección

La introducción de nuevas formas de energía, como la energía eólica, ha de ser contemplada a la hora de definir y realizar las funciones anteriormente señaladas si se persigue el fin de satisfacer la demanda de la mejor forma posible. Asimismo, es necesario considerar sus características a la hora de efectuar los estudios y análisis frecuentes en los S.E.E.:

- Cortocircuitos
- Flujo de Potencia
- Estabilidad
- Análisis de Contingencias
- Previsión de Cargas



- Estimación de Estado

El Plan de Energías Renovables 2005-2010, revisión del Plan de Fomento de las Energías 2000-2010 Renovables en España, y el Real Decreto 661/2007 ponen de manifiesto los retos que la energía eólica debe superar para ser tenida en cuenta dentro del mix de generación y los esfuerzos tecnológicos a realizar para prestar el apoyo adecuado al sistema eléctrico. En general, la ley española establece la necesidad de garantizar la seguridad y calidad de suministro eléctrico por parte de las instalaciones de generación eólica, y con este fin se ha desarrollado una normativa favorable a conseguir una cada vez mayor penetración eólica y desarrollo de las tecnologías

## 1.2 El viento como fuente de energía

### 1.2.1 *El interés por la energía eólica*

Los principales recursos energéticos, actualmente utilizados a escala industrial, están constituidos por:

- 1º Combustibles Fósiles (carbón, petróleo, gas natural)
- 2º Energía Hidráulica
- 3º Energía Nuclear

Otros recursos, de menor implantación que los anteriores, son los siguientes:

- Radiación solar directa (energía solar fotovoltaica, energía solar térmica)
- Energía eólica
- Energía mareomotriz
- Energía geotérmica
- Biomasa
- Residuos sólidos urbanos

Aunque las fuentes más empleadas actualmente son los combustibles fósiles la energía hidráulica y la energía nuclear, su grado de utilización varía según los países y zonas geográficas. Las existencias de combustibles fósiles son limitadas y podrían agotarse en este siglo, mientras que la energía hidráulica reside en ubicaciones concretas y no en todas las zonas geográficas del planeta. En cuanto a la energía nuclear, su futuro parece depender del grado de desarrollo que pueda alcanzar la tecnología de fusión nuclear y, en gran medida, de la propia aceptación popular.

Como consecuencia lógica, han surgido iniciativas encaminadas a obtener una mayor diversificación en cuanto a fuentes de energía aprovechables a gran escala, a fin de obtener mayores garantías de aprovisionamiento. Este proceso se ha visto acelerado a la vista de los problemas medioambientales generados en la utilización de combustibles fósiles y energía de

fisión nuclear y tras las crisis energéticas vividas desde 1973, cuando comenzó la escalada en el precio del petróleo que ha alcanzado máximos históricos a comienzos de 2008:

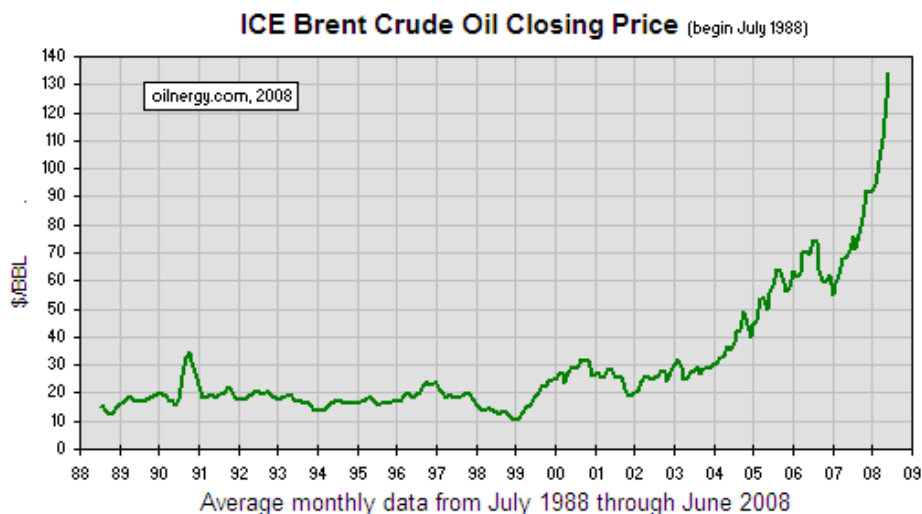


Figura 2. Evolución precio anual del barril de Brent desde Julio de 1998. Fuente OilEnergy.com

En este contexto nace el concepto de energías renovables, al que se suele añadir la idea de no contaminante, en clara referencia a las energías hidráulica (cuando la instalación es inferior a 50 MW), eólica, fotovoltaica y geotérmica, fundamentalmente.

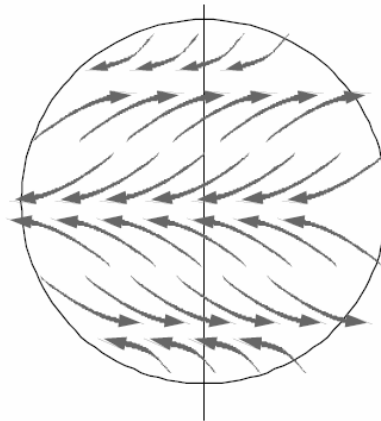
Mientras que los costes asociados a instalación y explotación de la energía fotovoltaica aún no son desfavorables, en comparación con otras fuentes, la energía hidráulica ha venido siendo utilizada masivamente en aquellos lugares donde su aprovechamiento ha sido factible, por lo que no es de esperar un aumento espectacular en su grado de utilización. No sucede así con la minihidráulica y microhidráulica, donde se considera que todavía hay potencial disponible. El Plan de Fomento de las Energías Renovables ha estimado un aumento hasta 2010 de 810 MW, muy distribuidos por el territorio español. La energía geotérmica ofrece actualmente dificultades técnicas de cara a su aprovechamiento a gran escala.

Por el contrario, la energía eólica se erige hoy día como una opción económicamente atractiva, con costes casi competitivos respecto a las fuentes de energía convencionales.

### 1.2.2 La energía del viento

El viento es producto del calentamiento de la superficie de la tierra por el sol. La insolación varía con la latitud y el agua absorbe el calor más rápidamente que la tierra, con las consiguientes diferencias de temperatura. El viento es el flujo de convección que continuamente intenta ajustar los desequilibrios termodinámicos resultantes. Como ocurre con la radiación solar, la inclinación de la tierra proporciona al viento una cierta estacionalidad, sin embargo, la masa del aire, la propia

rotación de la tierra y la naturaleza del terreno le confiere al viento un modelo de distribución muy complejo.



*Figura 3. Circulación del viento en la atmósfera. Fuente: Instituto Argentino de la Energía*

Siendo la radiación solar más intensa en el ecuador que en los polos, el movimiento de rotación de la tierra produce una desviación de los vientos, generando diferentes zonas de actuación:

- Zonas de calmas y bajas presiones ecuatoriales; áreas con vientos prácticamente nulos.
- Zonas tropicales; vientos alisios y contralisios.
- Zonas de altas presiones subtropicales; vientos alisios casi constantes en legiones del Sahara, Libia, Gobi, Méjico. Australia.
- Zonas templadas; viento menos regular.
- Zonas polares; altas presiones en superficie, como en zonas subtropicales.

El viento es más fuerte sobre los océanos que sobre los continentes, ya que el relieve y la vegetación frenan el movimiento del aire. Aunque los recursos eólicos terrestres están ampliamente distribuidos, prevalecen a lo largo de las costas marinas, en las más altas elevaciones y en las mayores latitudes. Para situar el reparto geográfico del viento en el suelo, se han confeccionado mapas que indican la dirección y velocidad media del viento en la superficie terrestre para los diferentes meses del año habiéndose encontrado que las zonas más favorables para la producción de energía eólica están situadas, sobre los continentes, al borde de la costa:

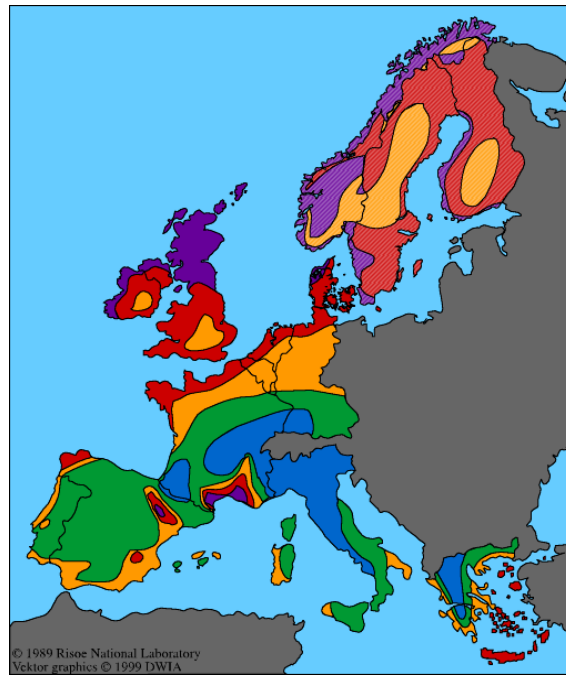


Figura 4: Mapa Eólico Europa Occidental. Fuente: Risø National Laboratory

- Irlanda, Gran Bretaña, Francia, Holanda, Países Escandinavos, Península Ibérica y Grecia.
- Marruecos, Costa del Sahara, Mauritania, Noroeste del Senegal, Sudáfrica, Somalia y Madagascar.
- Costa Sudeste de Brasil, Argentina, Chile, Canadá, Alaska y las regiones costeras de EE.UU., India, Japón y las zonas costeras de China, Indochina y Siberia.
- Todas las islas de Oceanía, incluyendo Australia.

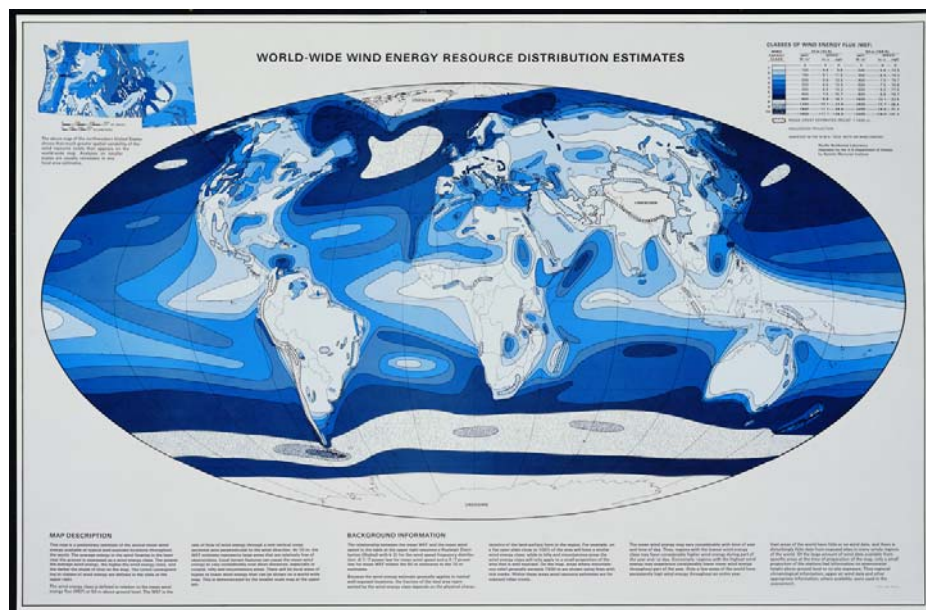


Figura 5: Mapa de vientos Mundial. Fuente: NREL

Algunos vientos son conocidos universalmente por la regularidad de su régimen como por ejemplo los alisios, que soplan en ambos lados del ecuador alrededor de todo el globo, o los vientos monzónicos que soplan en el sudeste de Asia. Otros soplan de modo intermitente durante periodos cortos, aunque con intensidad y frecuencia más elevadas en algunas estaciones, como el Siroco en el norte de África

La potencia del viento se incrementa al cubo con su velocidad y es proporcional a la densidad del aire, con lo cual pequeñas diferencias en la velocidad media del viento significan grandes variaciones en la energía de salida. Las turbulencias reducen la energía aprovechable del viento, ya que tiende a perturbar el buen funcionamiento del rotor de las turbinas eólicas. La teoría global del motor eólico de eje horizontal fue establecida por Betz encontrando que la energía máxima capaz de ser recogida por una turbina eólica no puede superar en ningún caso los 16/27 de la energía cinética de la masa de aire que la atraviesa por segundo.

La dirección e intensidad del viento es estocástica, pero su comportamiento puede ser tratado estadísticamente. Se dice que cada zona posee una velocidad de viento medio anual, típicamente en el rango de 2.5 a 10 m/s. Se ha demostrado que para periodos de aproximadamente 30 días o más la distribución probabilística de la velocidad del viento sigue razonablemente una relación matemática conocida como la distribución de Weibull. Para zonas geográficas tierra adentro, normalmente se usa una relación matemática más simple, conocida como la distribución de Rayleigh.

De los registros anemométricos se deducen diferentes curvas, que utilizan para caracterizar el comportamiento del viento:

- Velocidades anuales clasificadas.
- Frecuencia anual de vientos.
- Duración de calma y de viento improductivo.
- Variación del viento en función de la estación.
- Energía disponible por meses.
- Reparto energético según velocidad.
- Viento según su dirección.

Emplear los recursos del viento para la generación de potencia eléctrica presenta ventajas y desventajas. Por un lado, la fuente de energía es gratuita, inacabable y no contaminante, así como disponible día y noche. El equipamiento necesario no es especialmente caro y tiene bajos costes de mantenimiento. Por otro lado, la potencia de origen eólico no es fácilmente ajustable, requiere un cierto control y su aprovechamiento económico depende del emplazamiento geográfico concreto. Asimismo, la fiabilidad de las turbinas eólicas exige un diseño más específico que otros tipos de

generadores y la disponibilidad de selección en cuanto a tamaño está limitada. Sin embargo, haciendo balance de las ventajas y los retos a superar, la potencia de origen eólico es una forma viable de reducir el consumo de combustibles.

### 1.3 Situación actual en España

A 1 de enero de 2008 España contaba con más de 15.000 MW eólicos, lo que sitúa a esta tecnología en la tercera posición, por detrás del ciclo combinado y de la hidráulica en cuanto a potencia instalada. La energía eólica es ya un pilar básico del sistema eléctrico español, una energía del presente con una gran trayectoria hacia el futuro. Los 15.145 MW que estaban en funcionamiento a principios de este año, según los datos del Observatorio Eólico de la Asociación Empresarial Eólica, son la demostración de que las energías renovables forman una parte importante de nuestro panorama energético. Con el crecimiento registrado en 2007, de 3.522 MW nuevos instalados, se dio un paso importante para alcanzar en 2010 el objetivo del Plan de Energías Renovables 2005- 2010, cifrado en los 20.155 MW.

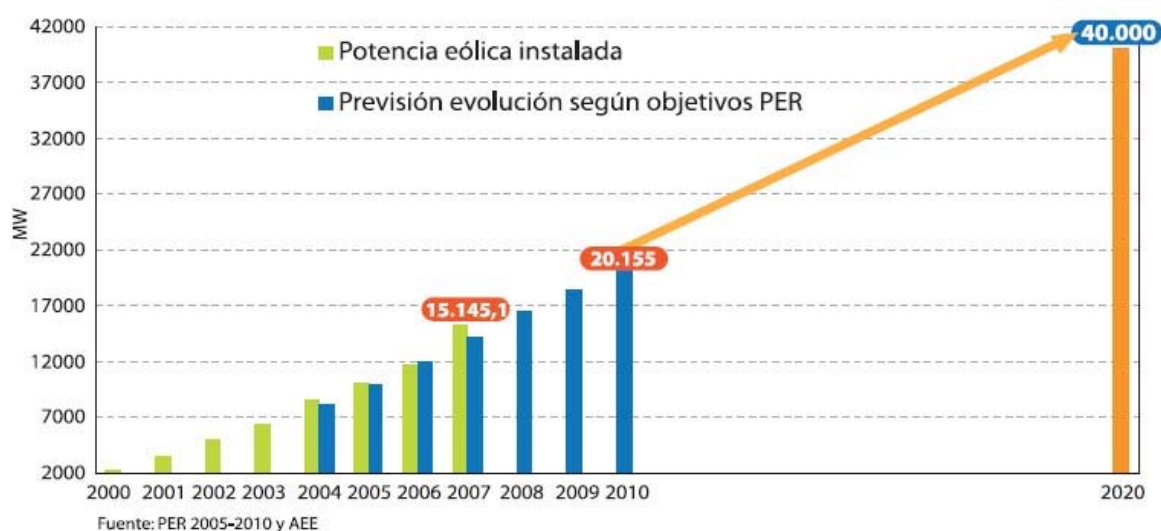


Figura 6. Evolución anual de la potencia eólica instalada, previsión según el PER y previsión a 2020. Fuente: AEE

La potencia eléctrica instalada en España ascendía al finalizar 2007 a más de 92.000 MW con un incremento de más del 10 % respecto al año 2006 que finalizó en 82.336 MW. Las instalaciones de ciclo combinado y de eólica son las que más han contribuido a este aumento. Con los 15.145 MW de potencia eólica instalada a nivel nacional, lo que supone un crecimiento del 35% respecto a 2006, la eólica ya se sitúa en la tercera posición en cuanto a potencia instalada, con el 16,4% del total en el sistema eléctrico nacional.

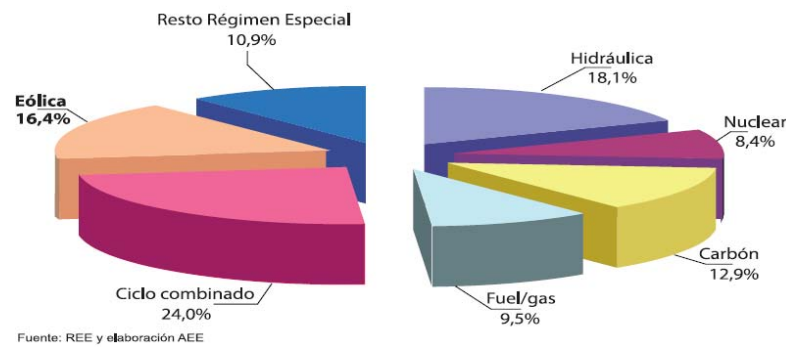


Figura 7. Reparto de la potencia por tecnologías a nivel nacional

La energía eólica incrementa además su peso en el conjunto de las energías renovables en el que ya supone el 84,3%, seguida muy de lejos por la minihidráulica con 10,5%, la biomasa con un 2,3% y la solar con un 2,3%.

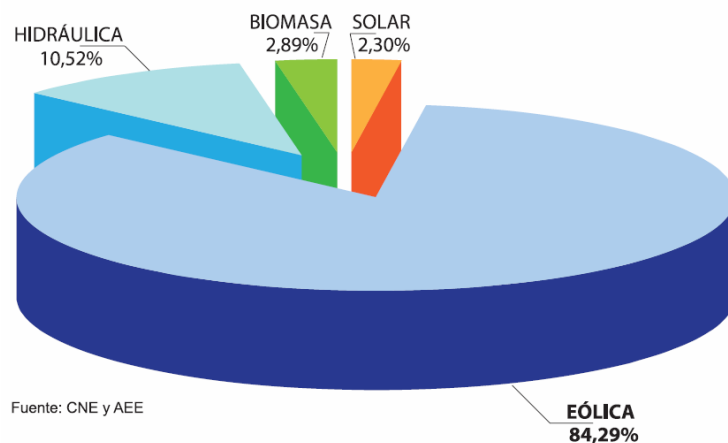


Figura 8. Reparto de la potencia instalada de Energías Renovables

#### 1.4 Aerogeneradores. Constitución

Un aerogenerador consiste en un rotor o turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en potencia sobre un eje giratorio, un sistema de generación que convierte esa potencia en electricidad y un cierto número de componentes auxiliares necesarios para un adecuado funcionamiento del conjunto.



Figura 9: vista general del parque eólico de Middelgrunden, cercano a Copenhague

A lo largo de los años, han surgido numerosas y diversas arquitecturas de aerogeneradores, aunque la mayor parte de ellos presentan ciertos aspectos comunes. La mayoría de las aeroturbinas instaladas poseen eje horizontal, con las palas a barlovento y un sistema de orientación para posicionar a la máquina cara al viento en todo momento. La constitución típica de un aerogenerador incluye los siguientes elementos principalmente:

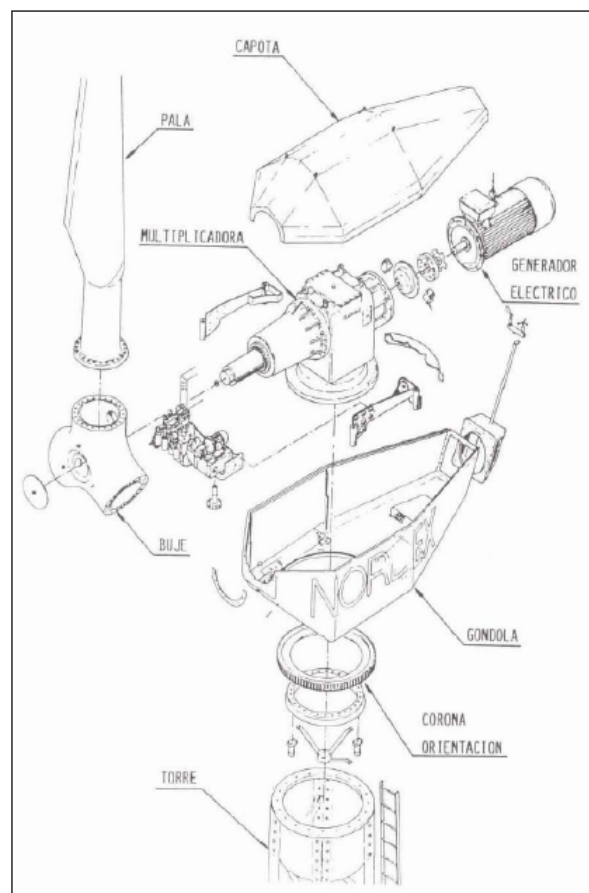


Figura 10: Desglose de la góndola de un aerogenerador



- *Palas del Rotor*: Las palas del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.
- *Buje* : El buje del rotor permite acoplar el rotor al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- *Sistema Activo de Giro de Pala (PITCH CHANGE MECHANISM)* : Sistema activo de giro de las palas sobre su eje longitudinal que controla las actuaciones de la máquina. Cuando el generador funciona a carga parcial se mantendrá el ángulo de ataque del perfil de tal manera que se extraiga la máxima potencia del viento. Cuando las velocidades del viento son muy elevadas se disminuye el ángulo de ataque, manteniendo la potencia constante y reduciendo las fuerzas sobre el rotor eólico.

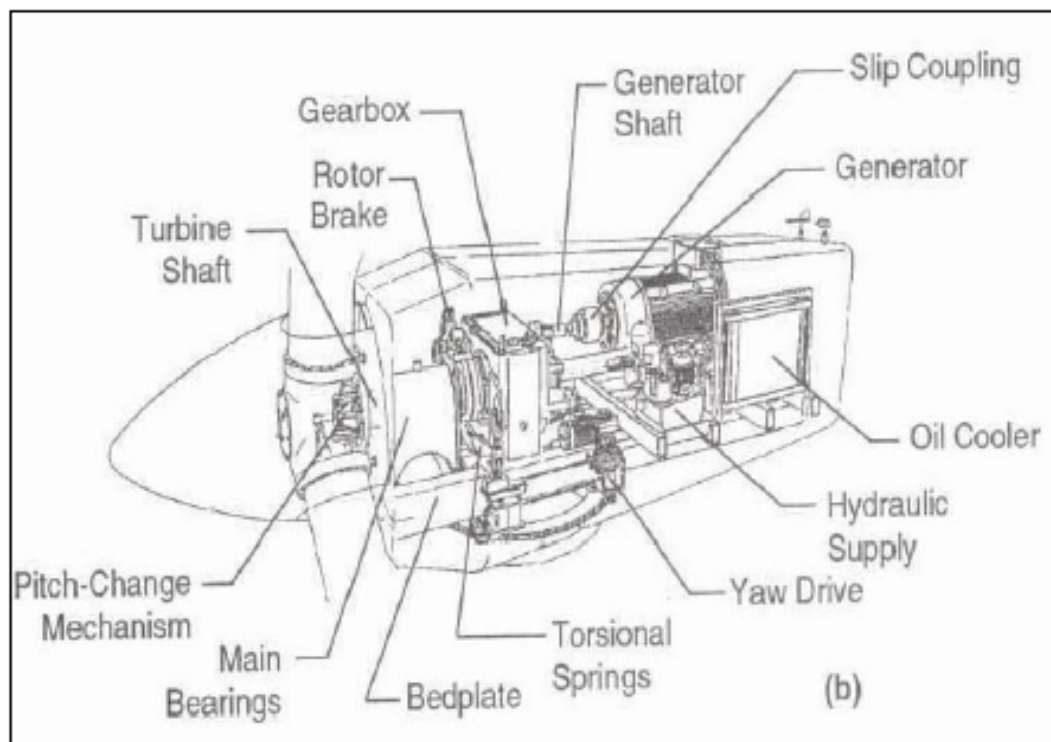


Figura 11: Partes de un aerogenerador

- *Sistema Hidráulico*: Dentro del buje hay un sistema hidráulico que permite el movimiento de las palas en torno a su eje longitudinal. Se puede acceder a él desde una entrada en el propio buje.
- *Sistema de Bloqueo del Rotor*: Cuando es necesario realizar algún tipo de mantenimiento dentro del buje, existen sistemas que permiten mantenerlo bloqueado.
- *Mecanismo de Control de Balanceo*: En una aeroturbina la conexión entre el rotor eólico y el eje de baja velocidad es uno de los puntos más críticos. A esta interfaz se la conoce habitualmente como buje, y se caracteriza por incorporar un mecanismo de control del balanceo que controla el

movimiento del rotor perpendicular a su plano de rotación, permitiendo reducir las cargas de fatiga en toda la aeroturbina.

El coste, la complejidad y el peso del buje son aspectos importantes que deben ser considerados en el diseño de una aeroturbina eficiente.

La experiencia dice que han aparecido serios problemas en la integración de la raíz de las palas al buje, la propia conexión del buje al aerogenerador, las conexiones para configurar el mecanismo de cambio de paso de pala, así como el acoplamiento adecuado de las juntas y cojinetes de los sistemas de balanceo y sus sistemas de control.

- *Góndola:* La góndola contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.
- *Acoplamiento Fijo entre el Buje y el eje de Baja Velocidad:* Permite transmitir el movimiento del rotor eólico, al capturar las palas la energía del viento.
- *Cojinete Delantero del Eje de Baja Velocidad*
- *Eje de Soporte y Protección del eje de Baja Velocidad*



Figura 12: Eje de baja velocidad de una aeroturbina

- *Eje Torsor:* Un eje torsor (quill shaft), es por definición un eje delgado y sólido diseñado y conformado para transmitir el mismo par que el que transmitiría un eje más largo sometido a niveles de carga superiores. En la transmisión del par el eje torsor actúa como un muelle torsor girando alrededor de su eje longitudinal.
- *Cojinete Trasero del Eje de Baja Velocidad*

- *Dispositivos de Acoplamiento del Eje:* Un dispositivo de acoplamiento en el que el eje está acoplado a un cojinete cuyas bolas, dispuestas en agujeros radiales, engranan en un surco del propio eje. Una serie de anillos deslizantes fuerza el acoplamiento selectivo de las bolas con la ranura o surco del eje apropiado. El conjunto de anillos puede moverse en ambas direcciones hacia las ranuras.
- *Muelles Torsores:* Un muelle torsor es un dispositivo de material elástico que reacciona contra la torsión o un movimiento giratorio.

Son muelles helicoidales que ejercen un par o fuerza rotatoria ofreciendo resistencia a un par externo aplicado. El final de los muelles torsores está unido a otros componentes, y cuando esos componentes rotan alrededor del centro del muelle helicoidal, el muelle trata de llevarlos a su posición original. A pesar de lo que el nombre que tienen implica, los muelles torsores están sometidos a esfuerzos flectores más que a esfuerzos torsores.

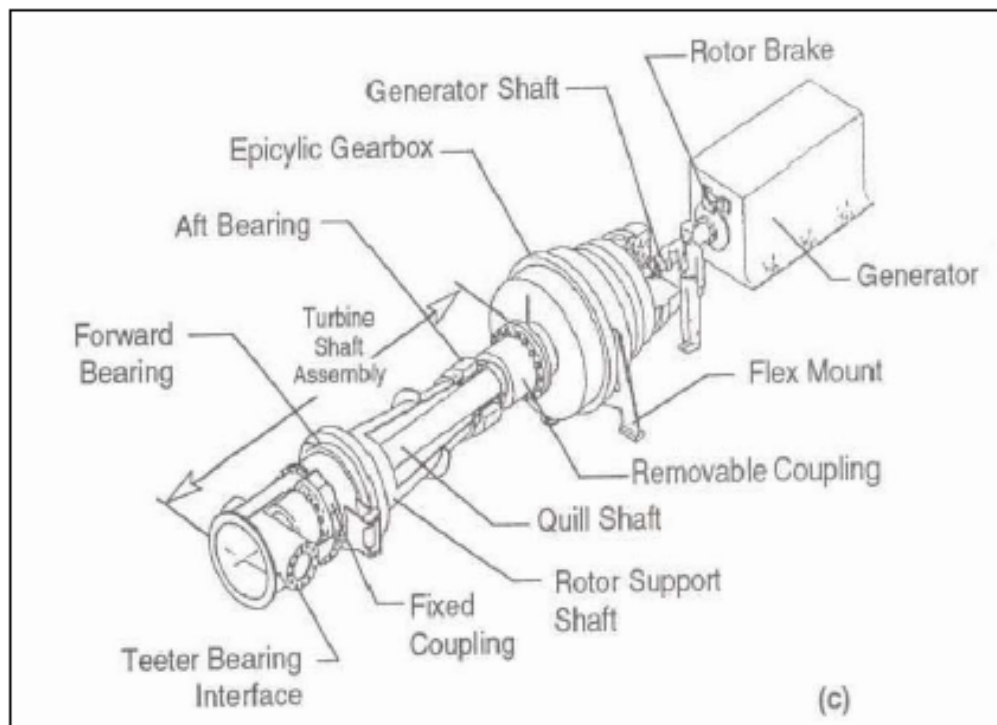


Figura 13: Esquema de transmisión del movimiento giratorio del rotor eólico hasta el generador

- *Caja Multiplicadora:* La caja multiplicadora como elemento del tren de potencia aparece como una opción de diseño habitual ya desde las primeras turbinas eólicas concebidas para producir energía eléctrica. La necesidad de este elemento se justifica por el diferente régimen de giro que requiere un rotor eólico y un generador eléctrico de diseño convencional.

Suele estar formado por engranajes epicicloidales. Un engranaje planetario o engranaje epicicloidal es un sistema de engranajes (o tren de engranajes) consistente en una rueda dentada interior más tres engranajes externos o satélites que rotan sobre un engranaje central o planeta. Típicamente, los satélites se montan sobre un brazo móvil o portasatélites que a su vez puede rotar en relación al planeta. Los sistemas de engranajes planetarios pueden incorporar también el uso de un engranaje anular externo o corona, que engrana con los satélites.

Es esta construcción, con tres ruedas pequeñas moviéndose en órbita alrededor de una rueda común central, la que ha dado lugar al nombre de la caja multiplicadora planetaria.

- *Base Vibratoria de Sujeción*: Es una base vibratoria de sujeción diseñada para absorber cargas radiales y longitudinales excepcionalmente altas. Desarrollado para aeroturbinas y especialmente para aquellas con buje integrado y caja multiplicadora.
- *Acoplamiento Flexible*: Acoplamiento flexible del eje de salida de la multiplicadora con el eje de alta velocidad del generador.



Figura 14: Acoplamiento flexible a la salida de la caja multiplicadora

- *Eje del Generador*: Eje de alta velocidad del tren de potencia gira a la velocidad necesaria para permitir el funcionamiento del generador eléctrico.
- *Freno del Rotor*: El eje de alta velocidad está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
- *Acoplamiento Deslizante*: El acoplamiento deslizante (slip coupling) sirve como limitador de par actuando de la misma manera que el acoplamiento de dos ejes colineales.

Cuando la carga excede el par máximo que puede soportar el acoplamiento los dos ejes rotan uno respecto a otro hasta alcanzar el valor de par máximo.

Un acoplamiento de este estilo está diseñado para operar con un desalineamiento angular de hasta 3° y lineal de hasta 2,5 mm, entre los dos ejes. Las características de este componente permiten acoplar ejes de distintos diámetros.

- *Generador*: Convierte la energía mecánica en eléctrica.
- *Unidad de Refrigeración*: La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.
- *Sistema Hidráulico*: El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.
- *Mecanismo de Orientación (Yaw Drive)* : El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.
- *Anemómetro y Veleta*: El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de aproximadamente 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.
- *Controlador Electrónico*: El controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y avisa al ordenador del operario encargado de la turbina.
- *Plataforma*: Es la plataforma que sirve de soporte a la máquina.
- *Torre* : Estructura metálica que soporta la góndola. Para aerogeneradores grandes, suele tener una primera franja de hormigón para dar mayor solidez estructural.

## 1.5 Aerogeneradores. Principios de funcionamiento

### 1.5.1 Teoría de la cantidad de movimiento. La ley de Betz

La formulación de la teoría se basa en las siguientes hipótesis:

1. Supone al aire como un fluido ideal, sin viscosidad en todo el campo fluido excepto en las proximidades inmediatas del rotor.
2. El movimiento en todo el campo fluido es subsónico y a muy bajos números de Mach, con lo cual se puede considerar al aire como un fluido incomprensible y, por tanto, con densidad constante en todo el campo fluido.
3. El movimiento del fluido es estacionario, es decir, sus variables termodinámicas no dependen del tiempo pero si del espacio.
4. No tiene en cuenta la velocidad de giro del rotor ni la de giro del fluido en la estela, y los vectores de velocidad son siempre paralelos al eje de simetría del tubo de corriente.
5. Contempla al rotor como un disco poroso según la teoría del disco de Froude.
6. Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas en una determinada sección recta cualquiera al tubo de corriente, son magnitudes equivalentes a la sección y uniformes en toda ella.

Sea una aeroturbina inmersa en el seno de una corriente de aire. La velocidad en la sección  $A_1$  en el infinito aguas arriba es la velocidad incidente del viento  $V_1$ , por definición. Se aprecia que a medida que nos vamos acercando al rotor, viniendo de la sección  $A_1$ , la velocidad va decreciendo paulatinamente, de manera que cuando llegamos a la propia sección  $A$  del rotor la velocidad vale  $V$  y su módulo es menor que  $V_1$ . Si seguimos viajando aguas abajo pasado el rotor la velocidad sigue decreciendo progresivamente también, hasta llegar al infinito aguas abajo a la sección  $A_2$ , donde la velocidad vale  $V_2$ , siendo su módulo menor que el de la velocidad  $V$ .

Si estudiamos ahora la magnitud de presión, vemos que su variación a lo largo del tubo de corriente es muy distinta a la de la velocidad. La presión en la sección  $A_1$  vale  $P_1$ , que es la presión atmosférica del aire en el infinito aguas arriba. A medida que viajamos hacia el rotor, la presión comienza a subir progresivamente hasta valer  $P^+$  en la cara anterior al rotor, por lo que hay una sobrepresión respecto a la atmosférica  $P_1$  en dicha cara. A continuación, a través del rotor hay un salto de presiones y la presión decrece a un nivel por debajo de la atmosférica, siendo su valor  $P^-$  justo en la cara posterior del rotor. Finalmente si seguimos viajando hasta el infinito aguas abajo, la presión crece siempre progresivamente hasta llegar en el infinito aguas abajo a la sección  $A_2$  al valor  $P_2$ , que es exactamente igual a  $P_1$ .

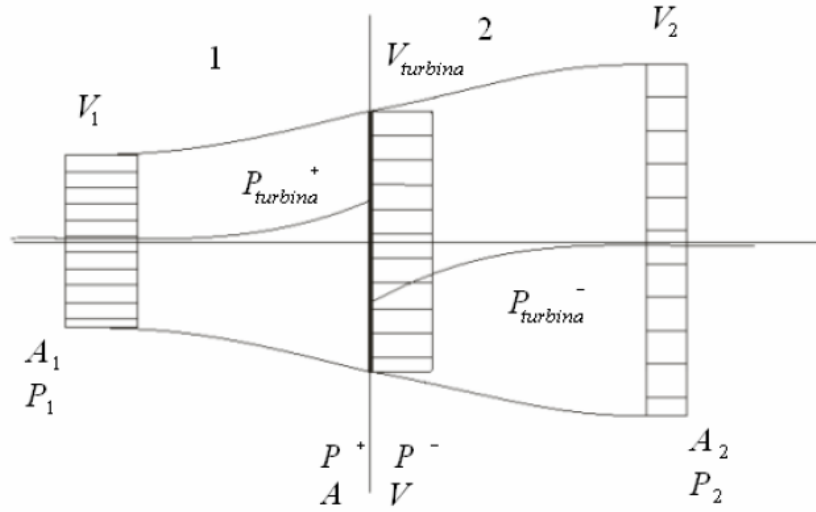


Figura 15. Tubo de corriente en un aerogenerador

Además hay que considerar que en el disco y debido precisamente a esas diferencias de presiones, se produce una fuerza resultante  $T$  que denominaremos tracción, y que lleva la dirección de la velocidad  $V$  y el sentido de la misma.

Planteando las principales ecuaciones de esta teoría:

#### Conservación del gasto másico:

El caudal másico  $\dot{m}$  se ha de mantener a lo largo del tubo de corriente. Como tan sólo la velocidad axial contribuye a él se cumplirá:

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho A v = \rho A_2 v_2$$

y, por tanto:

$$A_1 v_1 = A v = A_2 v_2$$

#### Cantidad de movimiento:

La fuerza del disco sobre el fluido sobre el fluido con el sentido de la corriente ( $-T$ ) tiene que igualar a la diferencia de flujos de cantidad de movimiento entre la salida y la entrada del tubo de corriente, secciones 2 y 1:

$$T = -\dot{m}(v_2 - v_1) = \rho A v (v_1 - v_2) \quad [1]$$

**Energía :**

Corresponde a la aplicación de Bernouilli entre  $A_1$  y  $A$ , y entre  $A$  y  $A_2$

$$p^+ + \frac{1}{2}\rho v^2 = p + \frac{1}{2}\rho v_1^2 \quad (1) \quad [2]$$

$$p^+ + \frac{1}{2}\rho v^2 = p + \frac{1}{2}\rho v_2^2 \quad [3]$$

**Equilibrio del Disco**

El disco está estático, luego la suma de fuerzas sobre él ha de ser nula, entonces:

$$T = (p^+ - p^-)A \quad [4]$$

Restando miembro a miembro las ecuaciones (2) y (3) obtenemos una expresión del salto de presiones a través del disco:

$$p^+ - p^- = \frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_2^2) \quad [5]$$

**1.5.1.1 Velocidad en el plano del rotor**

Según lo visto en el párrafo anterior, podemos calcular la velocidad del viento en el plano del rotor, igualando las ecuaciones (1), (4) y (5):

$$T = \rho A v (v_1 - v_2) = \frac{1}{2} \rho A (v_1^2 - v_2^2)$$

Por lo tanto:

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2)$$

Esto es, la velocidad en el plano del rotor es la semisuma de los valores de velocidad de viento aguas arriba y abajo del mismo (en los extremos del tubo de corriente).

**1.5.1.2 Potencia aerodinámica extraída por el rotor del viento.**

El cálculo de esta potencia se extrae del producto de la fuerza de tracción y la velocidad media en el plano del rotor, lo que nos lleva a obtener la siguiente expresión:



$$W_R = T \cdot V = \rho A \left( \frac{v_1^2}{2} + \frac{v_2^2}{2} \right) \frac{v_1 + v_2}{2}$$

En la medida en que la velocidad aguas abajo  $V_2$  no es una característica libre en sí misma sino que depende de las variables de entrada, podemos encontrar una situación matemática en la que pueda aparecer un máximo de energía, es decir, es posible para unos valores fijados de  $\rho$ ,  $A$  y  $V_1$  localizar un valor de  $V_2$  que haga máxima la expresión de la potencia. Cuando se resuelve este problema elemental de máximos, se llega a que la máxima potencia que se puede obtener de una aeroturbina viene dada por la siguiente expresión:

$$W_R = \frac{8}{27} \rho A v_1^3$$

### 1.5.1.3 Límite de Betz

Se define como coeficiente de potencia de una aeroturbina, al rendimiento aerodinámico con el cual funciona el rotor de la misma, y viene a expresar la cantidad total de potencia que realmente es capturada por el rotor de la potencia total que posee el viento incidente sin perturbar. En definitiva, se define el coeficiente  $C_P$  vale:

$$C_P = \frac{W_a}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3}$$

si en esta expresión introducimos en el numerador la potencia máxima que se puede conseguir con un aerogenerador para la velocidad de viento incidente  $V_1$  queda:

$$C_P = \frac{W_R^{\max}}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{\frac{8}{27} \rho A v_1^3}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{16}{27} = 0,5925 \approx 0,60$$

este valor es conocido como el **límite de Betz**.

## 1.5.2 Curva de Potencia

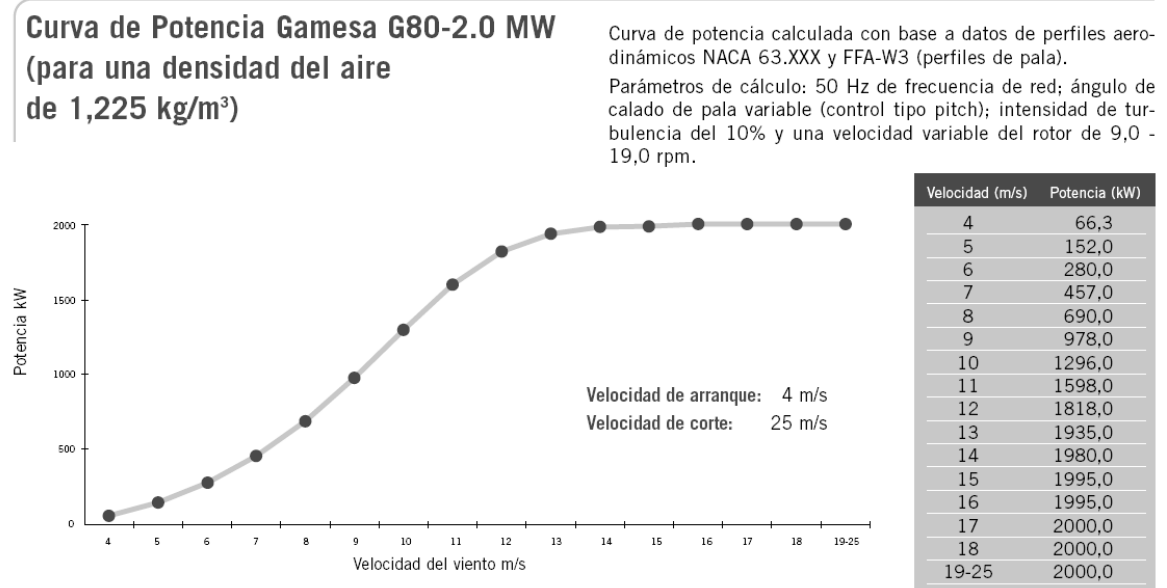


Figura 16. Curva de potencia de un aerogenerador Gamesa G80 - 2MW

La potencia mecánica disponible en el eje de una aeroturbina puede ser expresada en función de la velocidad del viento  $v$  y de la velocidad  $\omega$  de rotación del eje, tal que la potencia mecánica  $P_m(v, \omega)$  aumentará con la velocidad de viento, para una velocidad de rotación  $\omega$  determinada, hasta que se alcance un máximo a partir del cuál comience a disminuir. Esta relación queda definida en la curva de potencia propia del aerogenerador.

La mayor parte de los aerogeneradores actualmente en servicio están equipados con generadores de inducción y han sido concebidos para su funcionamiento a una velocidad de rotación  $\omega$  variable. En estos aerogeneradores la potencia mecánica es cero cuando la turbina esta frenada o cuando gira libremente sin carga, y existe un punto de operación en el cual la conversión de potencia es máxima y en torno a él suele definirse la velocidad nominal y la potencia nominal del aerogenerador.

En la práctica los aerogeneradores operan habitualmente entre un valor mínimo  $v_{\min}$  y un valor máximo  $v_{\max}$  de la velocidad de viento. Para  $v < v_{\min}$  la energía obtenida es nula o muy pequeña y el aerogenerador permanece en reposo a fin de minimizar esfuerzos innecesarios y alargar su vida media. Para  $v > v_{\max}$ , el aerogenerador también es conducido al reposo, para evitar sobreesfuerzos, así como por escasa la posibilidad de que se presenten vientos muy elevados que hace que no resulte económico construir una turbina a tal fin.

# 2

## Introducción a la integración de parques eólicos en sistemas de energía eléctrica

---

## 2 Introducción a la integración de parques eólicos en sistemas de energía eléctrica

### 2.1 Introducción

La conexión de un aerogenerador asíncrono a un nudo de potencia infinita se caracteriza por un alto consumo inicial de potencia reactiva, al que corresponde una corriente inicial de conexión elevada. En la conexión a un nudo genérico de la red, en el cual la idealización de nudo de potencia infinita no es admisible, el valor eficaz de la tensión no permanece constante ante la conexión del aerogenerador. El consumo de potencia reactiva  $Q$  que se produce, suele dar lugar a una caída de la tensión  $\Delta V_0$  en el punto de conexión en el instante inicial. La magnitud de esta  $\Delta V_0$ , así como la cantidad de potencia reactiva  $Q$  consumida inicialmente, depende de varios factores, siendo la potencia nominal del aerogenerador y la potencia de cortocircuito  $S_{cc}$  del punto de conexión los más importantes.

La conexión simultánea de varios o todos los aerogeneradores asíncronos de un parque eólico produciría una caída de tensión  $\Delta V_{n0}$  en el punto de conexión, que podría afectar negativamente a otros generadores y/o receptores. La solución a este problema consiste normalmente en asegurar que la conexión de los diferentes aerogeneradores de un mismo parque eólico se realice de forma escalonada en el tiempo, evitando así el consumo simultáneo de potencia reactiva  $Q$  y las consecuencias anteriormente citadas.

En el caso de los aerogeneradores de un parque eólico conectado a la Red, las principales causas de una caída de tensión en bornas  $V_0$  que pongan en peligro su estabilidad son:

- Conexión de otro aerogenerador
- Faltas y Maniobras en la Red

Si el aerogenerador detecta una disminución de carga excesiva por disminución de tensión, podría no encontrarse un nuevo punto de funcionamiento estable en régimen estacionario, con lo que el aerogenerador podría perder la estabilidad, embalándose sin posibilidad de recuperación.

El escalonamiento temporal en la conexión de los aerogeneradores de un parque eólico, minimiza los efectos negativos que para el sistema eléctrico en su conjunto supondría un alto consumo inicial de potencia reactiva, pero no asegura que el correcto funcionamiento de un aerogenerador no se vea afectado por el proceso de conexión de otro aerogenerador vecino.

Supongamos el ejemplo de varios aerogeneradores de un parque eólico agrupados en torno a un transformador BT – MT común, como en la figura:

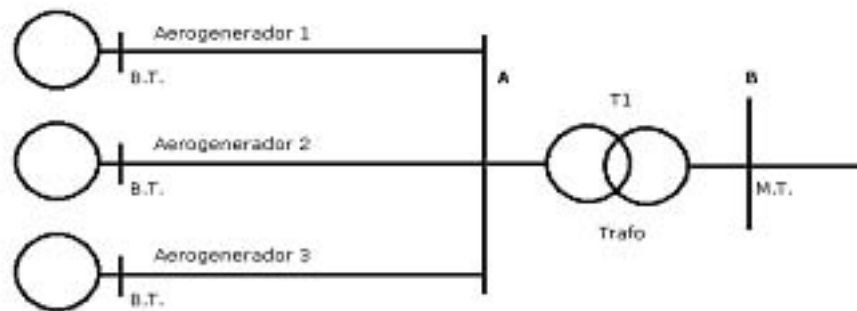


Figura 17. Conexión típica de un grupo de aerogeneradores a un centro de transformación

en tal caso, la conexión de un aerogenerador, como el aerogenerador 1 de la figura, provoca una cierta caída de tensión  $\Delta V_A$  en los bornes de Baja Tensión del transformador común T1. Esta caída  $\Delta V_A$  podría ser suficiente para que alguno de los aerogeneradores vecinos, conectados al mismo punto A, viera alterado su régimen de funcionamiento.

Si la caída de tensión es considerable, determinados aerogeneradores vecinos podrían iniciar un proceso dinámico inestable por reducción de tensión. Se produciría así su embalamiento y posterior desconexión de la red por la actuación de las desconexiones correspondientes. Este embalamiento sería extensible al generador que está intentando acoplarse a la red que, bajo estas condiciones, se encontraría en un proceso de conexión inestable.

Esta pérdida de generación correspondiente a la desconexión de un grupo de aerogeneradores, como el anteriormente considerado, podría provocar oscilaciones de tensión y de potencia en el resto del parque eólico, de graves consecuencias para el mismo.

De manera semejante, la presencia, en cualquier nodo del sistema de un parque eólico compuesto por aerogeneradores asíncronos – equipados con equipos de compensación de reactiva para el completo suministro de ésta a la red – supone la aportación de potencia activa  $P$  y reactiva  $Q$  a la red. Puesto que se trata de una inyección de potencia y no de un aumento de carga, se observará una tendencia hacia valores superiores de las tensiones en el punto al cual se conecta el parque, así como a los nudos cercanos eléctricamente. Este aumento de tensión en el punto de conexión será mayor cuanto mayor sea la potencia inyectada, la cuál será introducida en la red a través de la línea o líneas que lleguen a este punto

La presencia de un parque eólico en el sistema, por tanto, implicará una modificación esperable del perfil de tensiones, en régimen estacionario, en los puntos de conexión y cercanos, así como una posible variación en los flujos de potencia a través de las líneas de transporte correspondiente. Análogamente, la desconexión de ese parque eólico producirá el efecto contrario, con tendencia a restablecer los perfiles de tensiones y potencias existentes en ausencia del mismo.

Como a la inyección de potencia procedente de una instalación eólica le corresponde un incremento de la tensión en el punto de conexión, la desconexión de la misma rebaja el módulo de tensión en dicho punto y sus cercanías, en lo que al régimen estacionario se refieren.

## 2.2 Objetivos operativos de un Sistema Eléctrico

Los objetivos prioritarios de la explotación de los sistemas eléctricos son:

1. Asegurar en todo momento la satisfacción total de la demanda con la mayor fiabilidad posible.
2. Explotar el sistema de la forma más económica posible en cada momento.

Los objetivos han de satisfacerse con independencia del tipo de fuente de energía empleada, por lo que también resultan de aplicación a los S.E.E. con generación eólica integrada.

El concepto de Fiabilidad va de la mano con los de Seguridad y Estabilidad de la Red. La Fiabilidad tiene que ver con la probabilidad de que se obtenga un comportamiento satisfactorio del sistema a lo largo de un cierto periodo de tiempo, así, el número de días al año en que la punta de demanda máxima no supera a la capacidad de generación disponible puede ser un ejemplo de índice de fiabilidad. Por el contrario, la Seguridad hay que considerarla como una condición instantánea, variable con el tiempo, que es función de la robustez del sistema frente a posibles perturbaciones. Finalmente, la Estabilidad es una condición relativa a la continuación del funcionamiento en sincronismo de todos los grupos de generación del sistema.

La Fiabilidad y la Seguridad, por otra parte, son objetivos interrelacionados, de manera que un sistema diseñado para ser fiable será seguro la mayor parte del tiempo, un sistema no fiable será frecuentemente inseguro y un sistema gestionado bajo criterios de seguridad, aumentará los índices de fiabilidad. Además, para que un sistema sea fiable y seguro, debe ser estable ante cualquier perturbación que pueda producirse.

En consecuencia, la integración de parques eólicos en un S.E.E. debe efectuarse de tal forma, que los parámetros correspondientes a Fiabilidad, Seguridad y Estabilidad resulten los adecuados.

## 2.3 Problemática asociada con el estado normal de operación

Entre las numerosas cuestiones asociadas al estado normal de operación, cabe señalar las siguientes:

1. Flujo de Potencia
2. Interacción frecuencia-potencia activa ( $f - P$ )
3. Interacción tensión-potencia reactiva ( $V - Q$ )

### 2.3.1 *El estudio de los flujos de potencia como instrumento para la explotación del Sistema de Energía Eléctrica*

Dentro del conjunto de tareas asociadas al estado normal de operación de un S.E.E., los estudios de Flujo de Potencia -o Flujo de Cargas- son de utilidad para la selección de una configuración de Régimen Estacionario, de entre todas las posibles. El Régimen Estacionario, finalmente seleccionado, debe suponer una solución adecuada al compromiso existente entre la explotación económica del sistema y su seguridad.

Un sistema típico representa una red eléctrica, que puede estar formada por un gran número de nodos (centrales de generación y subestaciones eléctricas, básicamente) y de ramas (líneas de transporte). En ciertos nodos la potencia es inyectada en la red a partir de los grupos de generación, mientras que, en otros nodos, la potencia es extraída de la red para su consumo en las cargas. El flujo de potencia, de unos nodos a otros, tiene lugar a través de las ramas de la red. En este sistema típico, los consumos pueden ser satisfechos de diferente forma, existiendo numerosas configuraciones posibles del Flujo de Potencia en la red.

A cada configuración le corresponde una topología de red concreta y un conjunto determinado de valores de las siguientes variables: potencias consumidas por las cargas ( $P_D + jQ_D$ ), potencias inyectadas por los grupos de generación ( $P_G + jQ_G$ ), potencias que fluyen a través de las ramas del sistema ( $P_B + jQ_B$ ) y tensiones en sus nodos ( $V \angle \theta_i$ ) principalmente. En la búsqueda de la mejor configuración de régimen estacionario posible, los medios de control del Flujo de Potencia, tradicionalmente referenciados son los siguientes:

- Par mecánico aplicado y excitación para el control de la potencia producida  $P_G + jQ_G$  por los generadores síncronos.
- Regulación de condensadores y bobinas de compensación, para el control de la potencia reactiva  $Q_G$ , inyectada.
- Regulación automática en carga de los transformadores de potencia, para el control de la tensión  $V \angle \theta_i$  en un nodo.

El control del Flujo de Potencia ha de ser realizado, de tal forma que resulten satisfechas las restricciones de desigualdad (I), características del estado normal de operación. Para ello, han de ser evaluadas, principalmente, las siguientes variables:

- Tensiones  $V_i$ , en los diferentes nodos de la red

- Corrientes  $I_i$ , a través de las líneas de transporte
- Potencias  $P_G + jQ_G$  generadas por los grupos

### 2.3.2 *Influencia de la generación eólica sobre la interacción frecuencia-potencia activa (f-P)*

Existen razones importantes para que la frecuencia de un sistema de energía eléctrica sea constante, aunque en la práctica han de admitirse pequeñas variaciones. La causa de la variación de la frecuencia radica en el desajuste entre la potencia activa generada y la demandada en un instante determinado.

Tal desajuste produce una variación en la energía cinética almacenada en el rotor del generador, que se obtiene a expensas de una variación de velocidad -y por tanto, de frecuencia- de los generadores. Por esta razón, la variación de la frecuencia constituye un índice del balance de energía en el sistema, empleándose como señal de entrada en los dispositivos de control.

Como la carga de un sistema varía continuamente, los sistemas eléctricos cuentan habitualmente con equipos automáticos, destinados a mantener una frecuencia lo más constante posible. Estos equipos actúan después de detectar una desviación de frecuencia modificando la potencia producida, con lo cual minimizan las variaciones de frecuencia observables en el sistema eléctrico, aunque no las evitan de forma absoluta.

La integración de la energía eólica a gran escala, introduce un nuevo elemento sobre la interacción f-P en un sistema eléctrico:

Las variaciones inesperadas de viento producen variaciones de la potencia activa  $P_G$  generada por los parques.

A altos niveles de penetración eólica en el parque nacional de generación, estas variaciones de potencia podrían dar lugar a desajustes entre la generación y la demanda de potencia del sistema, lo que provocaría variaciones en la frecuencia del mismo. Ello conduce a la necesidad de desarrollar sistemas de control en los aerogeneradores con el fin de evitar una posible limitación en la conexión de los parques al sistema, al objeto de que no se degrade su funcionamiento.

### 2.3.3 *Influencia de la generación eólica sobre la interacción tensión-potencia reactiva (V-Q)*

Los dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico, están diseñados para su funcionamiento a su tensión nominal. Si existen variaciones de tensión, su comportamiento se ve afectado y sus expectativas de vida decrecen cuanto mayores sean estas variaciones. En la práctica, se admiten márgenes de desviación respecto a la tensión nominal, aunque los límites de estos márgenes, no son tan estrictos como los de la frecuencia.

Entre los medios con que se cuenta, habitualmente, para efectuar el control de la tensión en un sistema eléctrico, se puede citar los siguientes:



- Sistemas de Control de Excitación, en los generadores síncronos.
- Baterías de condensadores y reactancias de compensación, cada vez mas frecuentemente combinados con regulación a través de semiconductores en la generación asíncrona.
- Compensadores síncronos.
- Regulación de la relación de transformación, en los transformadores de potencia.
- Actuación sobre la configuración topológica de la red.

Todas estas acciones de control de la tensión de los nodos, están relacionadas con la inyección de potencia al sistema: esencialmente, se considera que todo aumento de la potencia reactiva inyectada en un nodo, produce un aumento de la tensión en ese nodo. A diferencia de las variaciones de frecuencia, que ejercen un efecto global sobre todo el sistema, el efecto de las variaciones de potencia reactiva  $Q$  es esencialmente local, afectando principalmente a la tensión de los nodos en que se varía  $Q$ .

De forma análoga al caso de la frecuencia y en lo que al estado normal de operación se refiere, la influencia de la generación eólica sobre la tensión viene condicionada por los siguientes factores:

1. Las variaciones de viento, que se traducen en variaciones de la potencia activa y reactiva generada por los parques eólicos y éstas en variaciones de tensión en el nodo de conexión, así como, eventualmente, en otros nodos cercanos (un incremento de potencia reactiva implica un incremento de tensión)

Esto conduce a que sea necesario una contribución por parte de los parques eólicos a la regulación de tensión mediante el aporte o consumo de  $Q$ , al igual que los generadores síncronos convencionales, evitando así una limitación del nivel de penetración eólica en la red.

2. Los parques eólicos suelen estar equipados con baterías de condensadores y transformadores de potencia con regulación en carga. La regulación de estos transformadores contribuye al control de la tensión en los nodos generadores, esto es, a mantener la tensión alrededor de su valor nominal en bornas de máquina. De esta manera se maximiza la capacidad de regulación de reactiva por parte de los aerogeneradores, y con ella, la regulación de reactiva en el punto de conexión. Por otro lado, la longitud total de las redes subterráneas internas de un parque eólico, puede ser lo suficientemente elevada como para aportar energía reactiva al punto de conexión, e incrementar la tensión de éste, pero no de forma regulable.

## 2.4 Análisis de Flujos de Potencia

El adecuado funcionamiento de los receptores y de los diferentes elementos de la red requiere que los valores de la tensión de servicio  $V$  estén limitados a un cierto intervalo, alrededor del valor nominal. Una tensión demasiado elevada dañaría a los aislamientos y aumentaría las pérdidas en el hierro de las máquinas; y una tensión demasiado baja normalmente ocasionaría sobreintensidades, calentamientos y aumento de las pérdidas en el cobre, perjudicial especialmente en el caso de motores y generadores. En subestaciones A.T.-M.T. y centros de transformación M.T.-B.T. la posibilidad de regular la tensión mediante el ajuste de la relación de transformación en los transformadores de potencia, aumenta la amplitud del intervalo de tensiones de red admisibles pero no los elimina, con lo cual siempre hay que tenerlos en cuenta:

$$V_{i,\min} \leq V \leq V_{i,\max}$$

La capacidad máxima de transporte de las líneas eléctricas viene fijada, principalmente, por la máxima intensidad de corriente que puede circular de forma permanente por sus conductores, límite térmico impuesto por el calentamiento por efecto Joule:

$$I_{ij} \leq I_{ij,\max}$$

Los generadores presentan restricciones técnicas en su funcionamiento, que afectan tanto a la potencia activa  $P_G$  como a la reactiva  $Q_G$ :

$$\begin{aligned} P_{Gi,\min} &\leq P_{Gi} \leq P_{Gi,\max} \\ Q_{Gi,\min} &\leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,\max} \end{aligned}$$

Donde

- $P_{Gi,\max}$  límite impuesto por la potencia mecánica máxima disponible
- $Q_{Gi,\max}$  límite impuesto por la tensión interna máxima (máxima excitación)
- $P_{Gi,\min}$  límite impuesto por el rendimiento de la instalación
- $Q_{Gi,\min}$  límite impuesto por la estabilidad del generador

Para la evaluación del impacto que la integración de un Parque Eólico produce sobre el estado normal de operación de un Sistema de Energía Eléctrica, es necesario proceder al Análisis del Régimen Estacionario, mediante técnicas de Flujo de Potencia.

### 2.4.1 Planteamiento

Un estudio de Flujo de Potencia, o Flujo de Cargas, persigue la determinación de las variables eléctricas tales como tensión, corriente y potencia, en los distintos puntos de una red de energía

eléctrica, en condiciones normales de funcionamiento. Como consideración inicial, la red es tratada generalmente como un sistema trifásico equilibrado y simétrico, en régimen estacionario senoidal.

El método de análisis tradicionalmente empleado es el de análisis por nodos, tomando el neutro de la red como nodo de referencia, con lo cual las intensidades inyectadas en los nodos y las tensiones nodales están relacionadas a través de las ecuaciones nodales de la red:

$$I = [Y_{\text{nodal}}] V$$

En lugar de intensidades, en los estudios de Flujo de Potencia se suele trabajar con potencias activas  $P$  y reactivas  $Q$  ya que, en cuanto al consumo, se considera que el comportamiento de la demanda en Subestaciones Eléctricas se adapta mejor al modelo de potencia constante que a otros. Además, en los nodos de la red donde existen grupos de generación síncrona, la potencia activa  $P_G$  producida por éstos depende de la potencia mecánica  $P_{\text{mec}}$  transmitida al generador por el elemento motriz (turbina de vapor, de gas o hidráulica, motor diesel), mientras que la potencia reactiva  $Q_G$  está en función de la corriente de excitación aplicada al rotor del alternador. En principio, la presencia de un Parque Eólico conectado a un nodo  $i$  de una red, significa una inyección de potencia activa  $P$ , en dicho punto, así como un consumo o aporte de potencia reactiva  $Q$ .

La presencia, en cualquier nodo de este sistema, de un Parque Eólico compuesto por aerogeneradores asíncronos - con equipos de compensación de reactiva, para el completo suministro necesario de ésta -, supone la aportación de potencia activa  $P$  a la red. Puesto que se trata de una inyección de potencia se observará más bien una tendencia hacia valores superiores de las tensiones, respecto al estado previo a la aportación. Como se comprobará posteriormente, por lo general debe esperarse un aumento de la tensión, en el punto al cual se conecta el Parque Eólico, así como en los nodos más cercanos eléctricamente. Este aumento de tensión en el punto de conexión sería mayor cuanto mayor sea la potencia inyectada, la cual será introducida en la red a través de la línea o líneas que lleguen a ese punto.

En la práctica, la compensación con baterías de condensadores de la energía reactiva requerida por los aerogeneradores asíncronos no es exacta y hay que esperar un cierto consumo  $Q$ . Por otra parte, debido al carácter variable del viento, la potencia activa generada  $P$  puede situarse en diferentes niveles. En consecuencia, el número de posibles configuraciones de Régimen Estacionario a analizar es elevado. En lo que sigue se considerará el caso más general de Parque Eólico sin compensación de reactiva, generando potencia activa  $P$  y consumiendo o generando potencia reactiva  $Q$  (según el período de funcionamiento y los requerimientos del Operador del Sistema) en torno a sus valores nominales.

En resumen, la modificación de la potencia neta  $S = P + jQ$ , inyectada en cualquier punto de una red, por causa de la integración de un Parque Eólico, conduce a una nueva situación de régimen permanente. Esta nueva situación está caracterizada por un nuevo perfil de las tensiones de

servicio existentes en cada nodo de la red. Asimismo, este nuevo perfil de tensiones se corresponde con una nueva distribución de los flujos de potencia activa y reactiva que circulan a través de las diferentes líneas de transporte de la red.

Los nuevos valores de tensiones y potencias serán diferentes para cada sistema eléctrico. La realización de los estudios de Flujo de Potencia, concernientes a cada caso, ofrecerá como resultado los valores de tensiones ( $V_i$ ,  $\mathcal{G}_i$ ) y potencias ( $P_i$ ,  $Q_i$ ) correspondientes a cada nueva situación.

A continuación, se procede a la formulación de las Ecuaciones de Flujo de Potencia, incorporando la presencia de Parques Eólicos.

### 2.4.2 Formulación

Las Ecuaciones de Flujo de Potencia en forma compleja se obtienen a partir de la ecuación nodal correspondiente a un nodo genérico.

Para ello hay que determinar las admitancias propias y mutuas que constituyen los elementos de la matriz de admitancias de barra  $Y_{\text{barra}}$  a partir de los datos del diagrama unifilar del sistema. Las líneas de transmisión, al igual que los transformadores, se representan por su equivalente monofásico nominal en  $\pi$ , por lo que es preciso conocer los valores de la impedancia serie  $Z$  y de la admitancia en derivación total de carga de la línea (generalmente en términos de la carga de la línea a tensión nominal del sistema) son necesarios para cada línea, de forma que se pueden determinar todos los elementos de la matriz de admitancias de barra de  $N \times N$  de la que un típico elemento  $Y_{ij}$  tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \mathcal{G}_{ij} = |Y_{ij}| (\cos \mathcal{G}_{ij}) + j |Y_{ij}| (\sen \mathcal{G}_{ij}) = G_{ij} + jB_{ij}$$

Otra información esencial incluye los valores nominales de los transformadores y sus impedancias, las capacidades de los capacitores en derivación y las tomas de los transformadores que pueden ser usadas. Para avanzar en el estudio de flujos de potencia a realizar se deben dar ciertas tensiones de barra y se deben conocer algunos de los valores de inyecciones de potencia.

La tensión en una barra típica ( $i$ ) del sistema está dado en coordenadas polares por:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i) + j |V_i| (\sen \delta_i)$$

y la tensión en otra barra  $j$  se escribe de manera similar cambiando el subíndice  $i$  por el  $j$ . La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra  $i$  en términos de los elementos  $Y_{in}$  de  $Y_{\text{barra}}$  dada por la sumatoria:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \cdots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n$$

Sean  $P_i$  y  $Q_i$  las potencias real y reactiva totales que entran a la red a través de la barra  $i$ . Entonces, el complejo conjugado de la potencia que se inyecta a la barra  $i$  es:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n$$

en la que se sustituyen las ecuaciones anteriores para obtener una ecuación en forma compleja para cada nodo:

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i$$

Al expandir esta ecuación e igualar las partes real y reactiva, se obtienen dos ecuaciones reales en cada nodo:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

En un sistema eléctrico de  $n$  nodos, sin considerar el nodo de referencia, habrá un total de  $n$  ecuaciones en forma compleja o  $2n$  ecuaciones en forma real. Según el Teorema de Boucherot, es necesario añadir una nueva ecuación compleja que tenga en cuenta las pérdidas en la red:

$$\sum_{n=1}^N S_i + S_{pérdidas} = 0$$

Las pérdidas en la red sólo podrán determinarse una vez conocidas todas las tensiones  $V_i$ . En consecuencia, no todas las potencias  $S_i = P_i + jQ_i$ , pueden ser especificadas a priori, razón por la cual suele seleccionarse un nodo de la red como nodo oscilante, en el cual la potencia  $S_{osc} = P_{osc} + jQ_{osc}$  será determinada una vez conocidas las tensiones correspondientes a todos los nodos del sistema.

Según la formulación adoptada, para cada nodo se contemplan 2 variables complejas ( $S_i$ ,  $V_i$ ) o 4 variables reales ( $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $V_i$ ,  $\theta_i$ ). En el nodo oscilante,  $S_{osc} = P_{osc} + jQ_{osc}$  serán incógnitas a calcular y  $V_{osc} = |V_{osc}| \angle \theta_{osc}$  serán datos de partida, tomándose habitualmente  $\theta_{osc} = 0$  y refiriendo el ángulo de fase de las restantes tensiones a este nodo.

Los restantes nodos del sistema se clasifican normalmente como nodos de carga o como nodos de generación. En los nodos de carga, o nodos PQ, tanto la potencia activa  $P$  como la reactiva  $Q$  son variables especificadas, mientras que las variables a calcular son el módulo  $V_i$ , y el ángulo de fase  $\theta_i$ , de la tensión. En los nodos de generación, o nodos PV, las variables especificadas son la potencia activa  $P$  y el módulo de la tensión  $V_i$  mientras que son incógnitas a calcular la potencia reactiva  $Q$  y el ángulo de fase de la tensión  $\theta_i$ .

Tipo de Nodo	Variables Especificadas	
	Potencia	Tensión
Slack	-----	$V, \theta$
PQ	$P, Q$	-----
PV	$P$	$V$

Figura 18. Modelo de generador asíncrono en régimen estacionario

Los métodos numéricos tradicionalmente empleados en la resolución de las Ecuaciones de Flujo de Potencias son el de Gauss-Seidel y el de Newton-Raphson, los cuáles son perfectamente aplicables al análisis del régimen estacionario en la integración de Parques Eólicos en redes eléctricas. Sus buenas características de convergencia aseguran casi siempre la obtención de los resultados en pocas iteraciones, si bien es conocida la mayor rapidez de convergencia de Newton-Raphson a medida que aumenta el tamaño del sistema a analizar.

#### 2.4.3 Tipos de modelado de los nodos de un sistema eléctrico en un estudio de Flujo de Cargas

En la formulación clásica del Flujo de Potencia, un nodo al cual se conecta un generador síncrono es modelado como nodo PV, especificando a priori tanto la potencia activa  $P$  inyectada en el nodo, como el módulo de tensión  $V_i$  prefijado. La adscripción a este tipo de nodo se basa en que es posible efectuar un control de la tensión nodal  $V_i$  mediante el regulador de tensión del generador, que actúa sobre la excitación. La potencia activa  $P_i$  es función, a su vez de la potencia mecánica presente en el eje del generador, regulable a través del regulador frecuencia-potencia activa de la turbina motriz de los generadores.

En el caso de aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados, es posible utilizar para su modelado el tipo de nodos PQ

Como se verá con más detalle en el próximo capítulo, la regulación de potencia de todo aerogenerador esta definida por dos curvas: la curva de potencia y la curva PQ teórica de fabricante. La curva de potencia permite relacionar la potencia activa generada con la velocidad de viento incidente, mientras que la curva PQ define los límites del rango de potencia reactiva entre los que la máquina puede regular, para el valor de potencia activa generada en ese momento.

La determinación de un punto general de funcionamiento del parque consistirá en definir una velocidad de viento incidente en un aerogenerador para obtener la activa generada correspondiente en su curva de potencia, y de ahí los valores límite de potencia reactiva que la máquina sería capaz de proporcionar. El proceso de definición de los puntos de funcionamiento de los aerogeneradores del parque es iterativo, desde un estado inicial estable a velocidades de viento bajas, hasta un estado de tensiones crítico, a medida que la velocidad de viento aumenta, y con

ella la generación de potencia activa y reactiva, hasta la velocidad de desconexión. Puesto que el estudio permitirá conocer la evolución detallada de las tensiones en bornas de máquina a medida que aumenta la velocidad de viento incidente, será posible conocer el momento a partir del cuál la tensión alcanza valores críticos. La aparamenta de control de estas máquinas actuará entonces sobre la reactiva que se está generando para evitar que se produzcan sobretensiones o subtensiones en bornas de los generadores.

De tal manera, aunque en general se supone poco adecuado modelar un generador asíncrono como nodo PQ, en la medida que, a priori, desconocemos el nivel de tensión en el que trabajará la máquina para esos dos valores de potencia (activa  $P$  y reactiva  $Q$ ), la definición como nodo PQ sí es admisible si se tiene en cuenta la actuación de los reguladores de los generadores. Cuando la tensión esté próxima a alcanzar algún valor de tensión inadmisibles para un estado de funcionamiento estable, el control de la máquina dejará de responder frente a las solicitudes externas de incremento o disminución de reactiva con el fin de proteger a la máquina.

Conociendo cómo actúan estos controles, podremos definir en cada iteración  $i$  la activa  $P_i$  a partir de la velocidad de viento y la reactiva  $Q_i$ , cuyo valor será definido en función del nivel de tensión de la iteración  $i-1$ , y que tendremos presente antes de realizar el siguiente cálculo de flujo de cargas.

# 3

## Comportamiento del generador doblemente alimentado

---



### 3 Comportamiento del Generador Doblemente Alimentado.

#### 3.1 Características del Generador de Inducción Doblemente Alimentado

##### 3.1.1 Principio de funcionamiento

El parque eólico objeto de este estudio está compuesto por generadores de inducción doblemente alimentados. Los devanados del estator de un generador de estas características están directamente conectados a la red mientras que los del rotor se conectan a esta mediante un convertidor de frecuencia bidireccional (formado por dos convertidores electrónicos CA/CC reversibles), lo que permite al generador generar una tensión de valor y frecuencia constante aunque esté girando a velocidad variable.

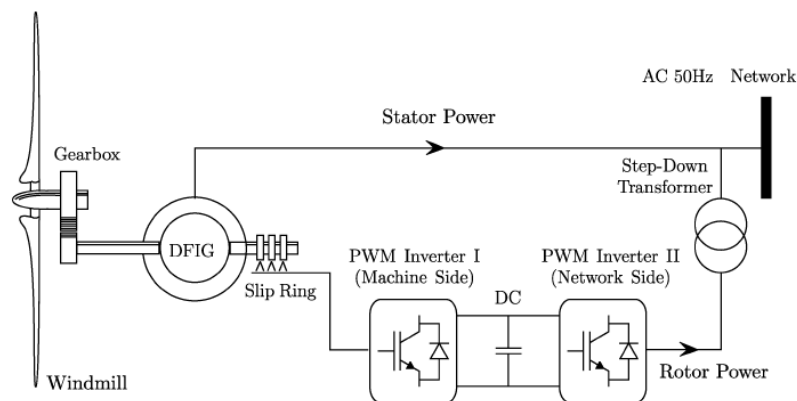


Figura 19. Esquema de un generador doblemente alimentado. Fuente IEEE

El convertidor electrónico del lado de la red trabaja siempre a la frecuencia de la red, y su control vectorial permite, de manera independiente, tanto extraer o inyectar activa a través del rotor de la máquina, como controlar la reactiva intercambiada entre la máquina y la red.

El convertidor del lado del rotor en cambio trabaja a frecuencia variable, dependiendo del punto de operación. Con este convertidor se regula la tensión aplicada al rotor, lo que permite el control vectorial de la máquina para regular el par electromagnético y el factor de potencia del generador en un amplio margen de velocidades de viento.

Las variaciones admisibles de la velocidad de la turbina típicamente están en el rango de  $\pm 10$  a  $\pm 25$  % de la velocidad de sincronismo, dependiendo de las dimensiones del convertidor. Con la finalidad de cubrir un amplio rango de operación y controlar la energía inyectada en red, el generador de inducción doblemente alimentado está capacitado para trabajar como generador tanto en la zona con deslizamiento positivo ( $s > 0$ ) como negativo ( $s < 0$ ). Dado lo anterior, el

convertidor electrónico en el lado del rotor debe poder operar con flujos de potencia en ambos sentidos, razón por la cual en estas configuraciones se usa un convertidor bidireccional.

### 3.1.2 Balance de potencias

El balance de potencias en un aerogenerador asíncrono doblemente alimentado viene representado en la siguiente figura:

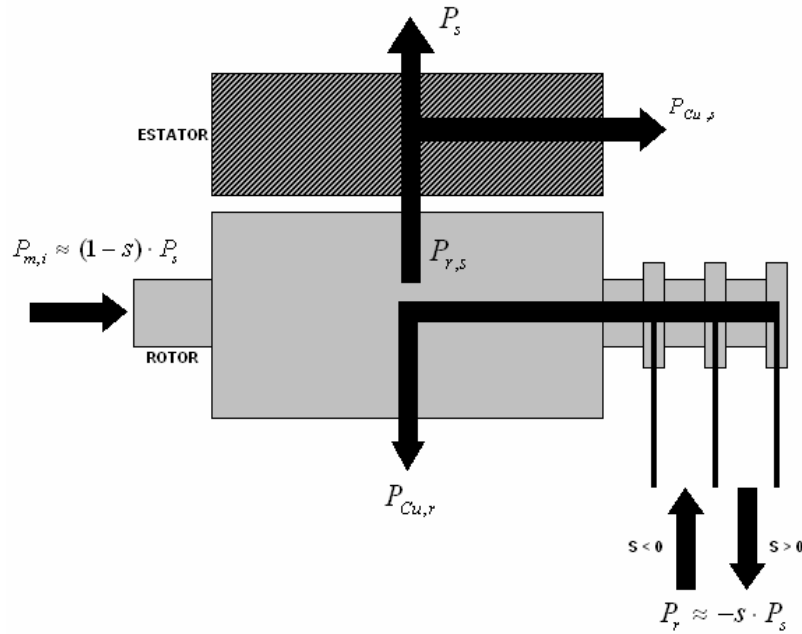


Figura 20. Esquema del balance de potencias en un generador doblemente alimentado

La potencia mecánica que entra por el eje, procedente del rotor eólico, tiene la expresión:

$$P_{m,i} = P_{Cu,r} + P_r + P_{r,s}$$

donde  $P_{r,s}$  la potencia transferida de rotor a estator.

Si se desprecian las pérdidas óhmicas del estator y el rotor, así como las pérdidas en el hierro se tiene aproximadamente:

$$P_{m,i} \approx P_r + P_{r,s}$$

$$P_s \approx P_{r,s} - P_{Cu,s}$$

La potencia total generada por la máquina será la suma de la generada en estator y rotor:

$$P_G = P_s + P_r \approx P_{m,i}$$

Por lo que consideraremos que la activa generada coincide con la potencia mecánica de las aeroturbinas que corresponde a la velocidad de viento.

- Generador a velocidad inferior a la de sincronismo ( $s > 0$ )

La potencia generada en el rotor  $P_r$  es negativa, luego la máquina absorbe potencia por el convertidor electrónico.

- Generador a velocidad superior a la de sincronismo ( $s < 0$ )

La potencia generada en el rotor  $P_r$  es positiva, luego la máquina cede potencia a la red por el estator y por el rotor.

### 3.2 Curva de funcionamiento

La potencia que produce un aerogenerador es función de la velocidad de viento, siguiendo una curva cuyo perfil se representa en la figura siguiente. Se observa que la aeroturbina arranca a partir de una velocidad de viento de unos 4 m/s y se bloquea a unos 25 m/s.

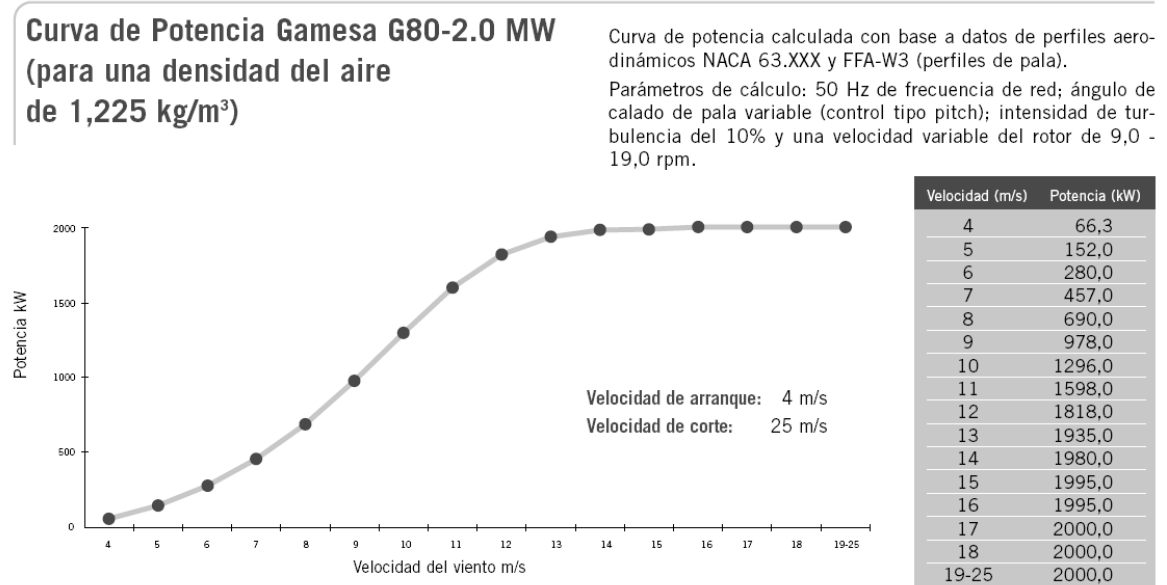


Figura 21. La curva de potencia de un aerogenerador relaciona la velocidad de viento incidente con la potencia activa que éste es capaz de proporcionar

La característica PQ, curva teórica proporcionada por fabricante, es una curva propia de cada aerogenerador que relaciona la potencia activa generada por la máquina (y determinada por la velocidad de viento incidente) con la reactiva que es capaz de dar, para tensiones en bornas de máquina en torno a la nominal.

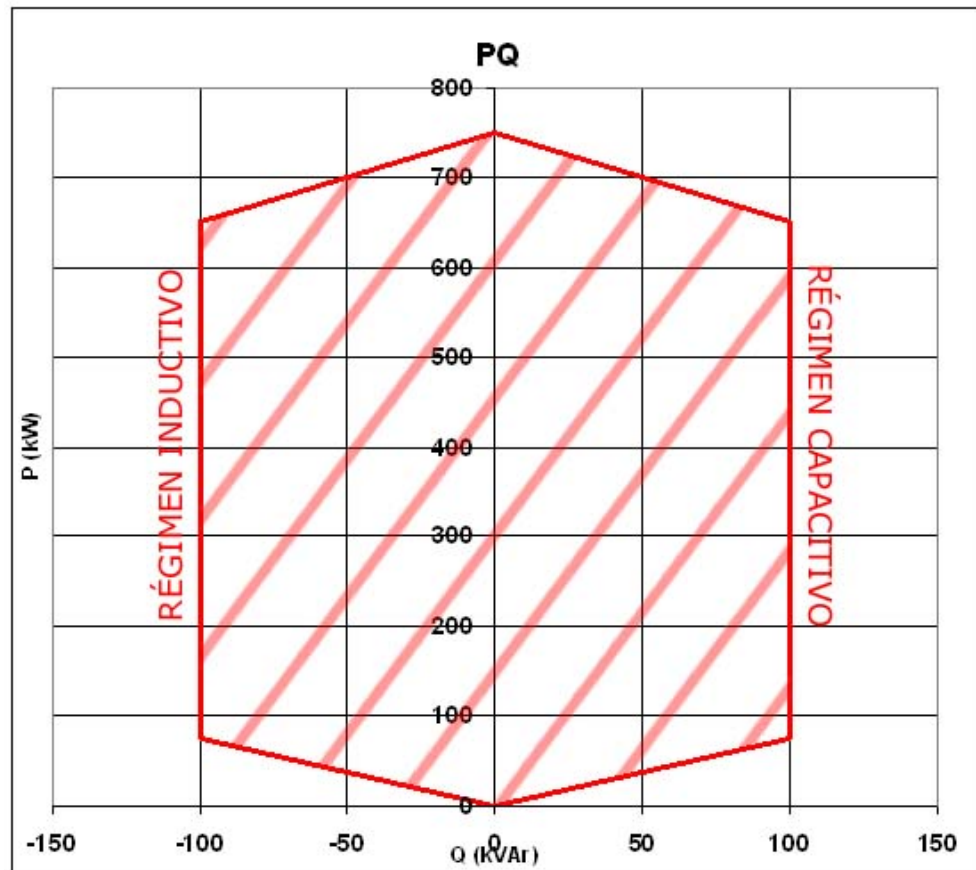


Figura 22. Curva PQ de un aerogenerador

Conocida pues la velocidad de viento incidente, se puede leer el valor de la potencia activa esperada en la curva de potencia de la aeroturbina y, a partir de éste, el rango de variación de la reactiva en la curva PQ.

El documento oficial que regula en la actualidad la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial es el Real Decreto 661/2007. Según su artículo 29, *toda instalación acogida al régimen especial, como es el caso de los parques eólicos, tienen derecho a recibir un complemento por energía reactiva, por el mantenimiento de un determinado factor de potencia, que es un porcentaje del valor de 7,8441 cent.€/kWh.*

Es por tanto de gran importancia económica conocer el factor de potencia que es capaz de conseguir el parque en el punto de conexión a la red para cada velocidad de viento, o lo que es lo mismo, a qué límites prácticos de producción y absorción de reactiva puede llegar el parque eólico para un valor de potencia activa dada, teniendo en cuenta los límites de cada máquina y las características de la red que lo conforman.

La búsqueda de un punto estable de funcionamiento, entendido éste como aquel en que todas las variables eléctricas significativas se mantengan entre sus límites nominales, obliga a tener en cuenta el rango de potencia activa generada  $P_g$ , fijada por la potencia mecánica en el eje de la aeroturbina y correspondiente a la velocidad de viento actuante, los valores de tensión en bornas de máquina, así como los límites de la potencia reactiva consumida o inyectada  $Q_g$ , que dependen de ese valor de tensión.

Una velocidad de viento actuante, por tanto, se caracterizaría por un par de valores extremos  $(P, Q)$  en cada máquina.

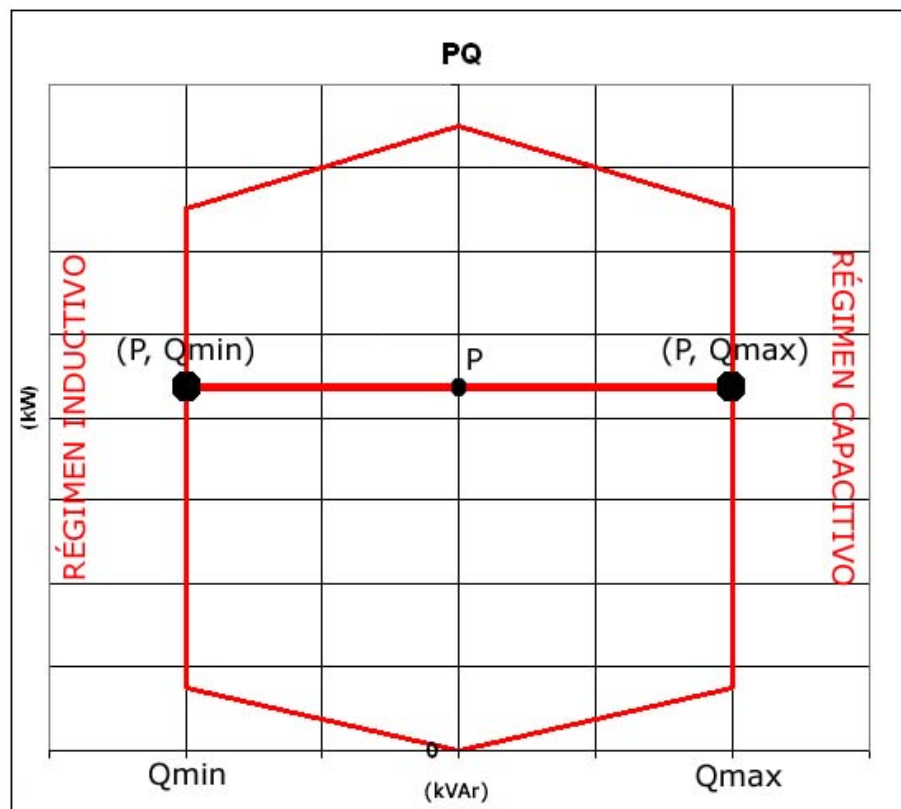


Figura 23. Puntos extremos  $(P, Q_{max})$  &  $(P, Q_{min})$  en un aerogenerador asíncrono doblemente alimentado

Si modelamos un período de velocidades de viento comprendido entre la velocidad de conexión y la de corte de todas las aeroturbinas, obtendremos todos los puntos límites de funcionamiento del parque eólico, en los que deberemos evitar que las máquinas superen sus valores extremos de funcionamiento estable. No es aceptable una máquina en un punto de

funcionamiento en el que su tensión supere límites estipulados, ni aquel en el que se sobrepase la capacidad de aporte o absorción de reactiva por parte del aerogenerador, aunque la tensión se mantenga en valores permisibles. Estas restricciones afectarán a las características de definición de los nodos en cada flujo de cargas a realizar.

Como se verá mas adelante, un aumento de la velocidad de viento da lugar al aumento correspondiente de  $P$  activa según la curva de potencia del generador. Ligado a este valor de potencia activa tendremos, según la curva PQ del aerogenerador, dos valores extremos de potencia reactiva. Un extremo correspondiente al régimen de funcionamiento capacitivo, en el que la máquina entrega reactiva a la red (el valor de  $Q$  es positivo); y un extremo negativo, correspondiente al régimen de funcionamiento inductivo, en el que la máquina detrae reactiva de la red (el valor de  $Q$  es negativo). La máquina será capaz de mantenerse en estos valores extremos de reactiva aportada o detraída del sistema (a medida que la potencia activa va aumentando por el incremento en la velocidad de viento) siempre que la tensión se mantenga dentro de un rango estable en torno a su valor nominal. Cuando los valores de tensión superen ciertos límites críticos, el aerogenerador se verá obligado a disminuir la reactiva aportada o absorbida para evitar sobretensiones o subtensiones que podrían tener como consecuencia la desconexión. Esto es, el propio control de la máquina cambia los límites de regulación de reactiva cuando el perfil de tensiones varía.

### 3.3 Respuesta en tensión del generador asíncrono doblemente alimentado

#### 3.3.1 *Respuesta general de la tensión ante variaciones de potencia reactiva*

El parque de El Aguallal objeto de este estudio, está compuesto íntegramente por generadores asíncronos doblemente alimentados.

La capacidad de regulación de potencia reactiva que tiene un aerogenerador de este tipo está condicionada por los valores de tensión que tiene en sus bornas. Cuando la tensión en bornas sobrepasa ciertos límites (por encima y por debajo de la tensión nominal), los equipos de control de la máquina actúan para limitar el flujo de potencia intercambiada. Esta circunstancia debe ser tomada en cuenta a la hora de modelar estos aerogeneradores como nodos PQ.

La grafica siguiente ha sido obtenida a partir de un registro de datos históricos. En ella se muestra la reactiva que fluye de la máquina (positiva cuando es aportada por la máquina al sistema y negativa cuando es detraída) en función de la tensión en bornas del generador doblemente alimentado de una máquina Gamesa G58 del parque de El Aguallal:

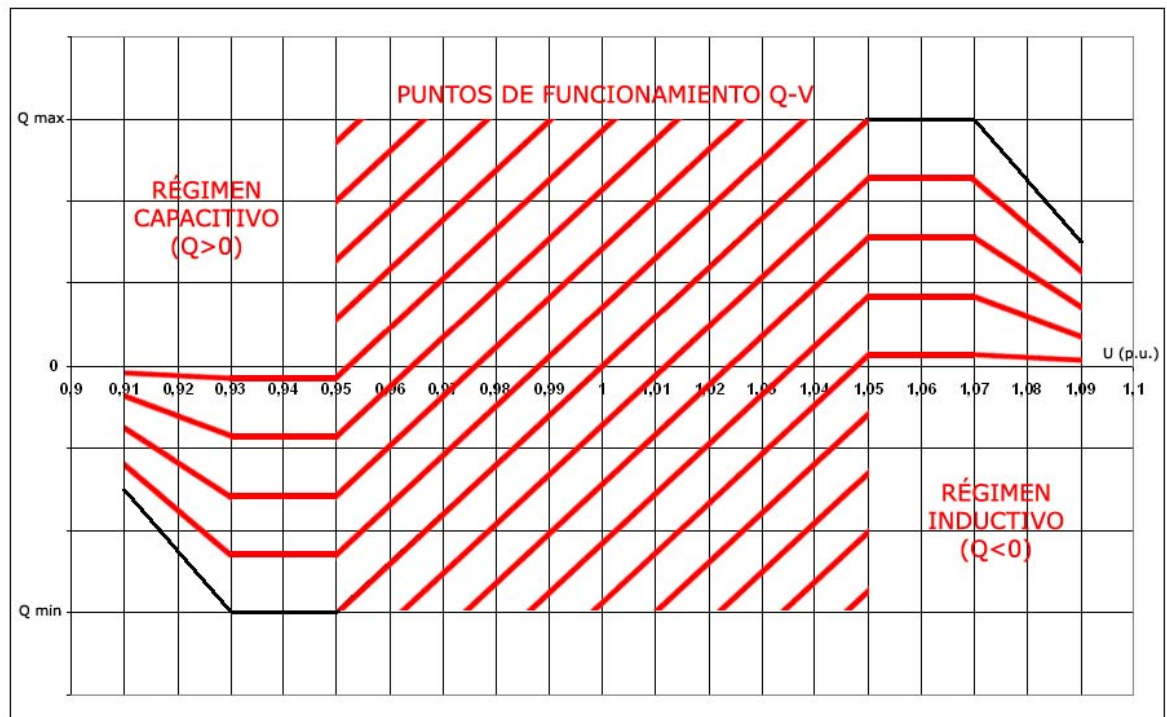


Figura 24. Rango de posibles puntos de funcionamiento de un aerogenerador doblemente alimentado Gamesa

### 3.3.2 Hipótesis de respuesta a tensiones críticas

Se señalan 4 zonas diferentes en el gráfico siguiente que relaciona la tensión con la potencia reactiva.

Los puntos pertenecientes a la zona 1, comprendidos entre las tensiones 0,95 y 1,05 p.u., son aquellos de funcionamiento estable, en los que la máquina da una potencia activa según el par mecánico en su eje y una reactiva dentro de los límites impuestos por la curva PQ teórica de fabricante. Un aumento de la velocidad de viento provoca un aumento de la potencia activa generada. La relación entre la potencia reactiva y la tensión en un aerogenerador doblemente alimentado mostrada en la figura muestra cómo al entrar en la zona 2 en que se supera el valor de 1,05 p.u. de tensión en bornas en régimen capacitivo, o bien se desciende por debajo de 0,95 en régimen inductivo, el valor de reactiva se mantiene en el valor previo que se tuviera. En régimen capacitivo, el aumento de la velocidad de viento favorece el incremento de tensión y la máquina responde dejando fijo el aporte de reactiva para evitar que la tensión en bornas llegue a ser excesiva. En régimen inductivo, por el contrario, la reactiva detraída del sistema, a medida que se incrementa la velocidad de viento incidente, tiende a disminuir la tensión en bornas de la máquina. Para evitar tensiones excesivamente bajas, el sistema de control actúa manteniendo el consumo de reactiva constante en el valor previo.

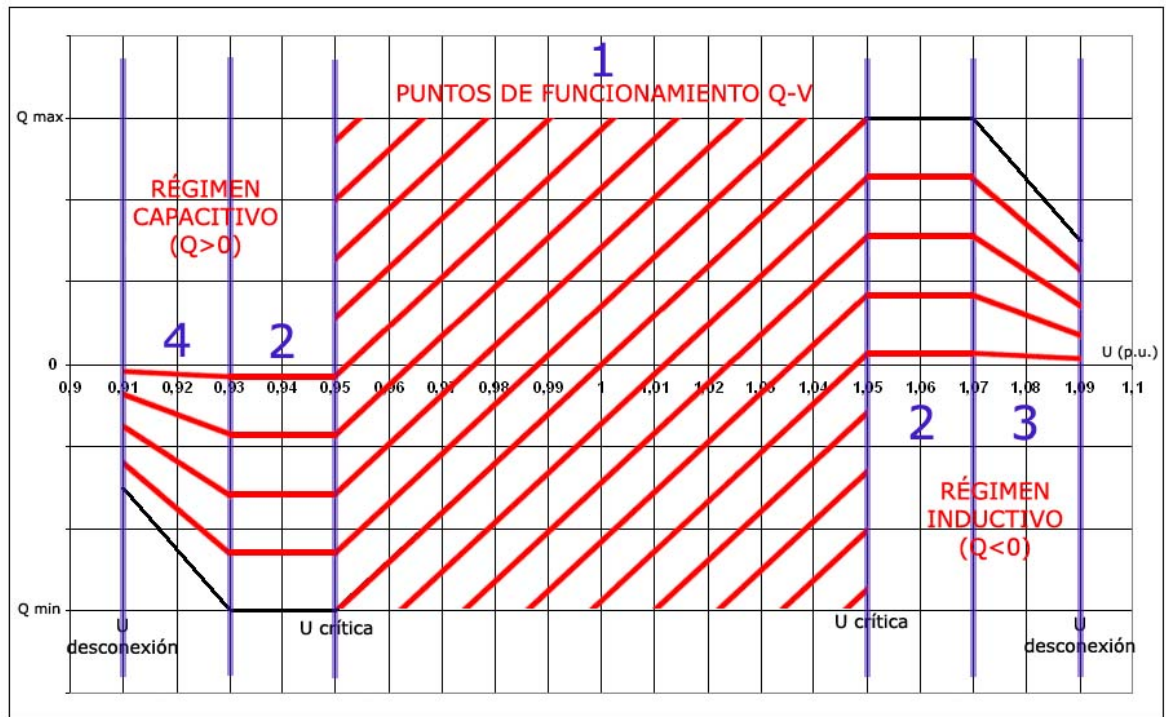


Figura 25. Relación entre la potencia reactiva y la tensión en un aerogenerador doblemente alimentado. Zonas de funcionamiento críticas

Por lo tanto, para la definición de los puntos de funcionamiento en esta zona basta con fijar el valor de potencia reactiva constante a partir del momento en que se alcanzan los valores de tensión críticos ( $1 \pm 0,05$  p.u.) y hasta que se entre en la zona 3 o 4.

La definición de los puntos de funcionamiento cuando las tensiones supere el 1,07 p.u. o disminuyen por debajo de 0,93 p.u. (según el régimen de generación) es como sigue:

Supongamos que nos encontramos en un régimen de generación capacitiva (un período de horas punta en el que la Red demanda reactiva y los generadores la aportan al sistema) y hemos entrado en la zona 3. Los valores de potencia activa y reactiva para cada velocidad de viento están ligados por la curva PQ. A partir del momento en que el aerogenerador deja de regular reactiva (1,05 p.u.), el valor de P generada sigue definido por la curva de potencia, pero se desliga del valor de Q, de la que, además, no es posible saber cómo disminuye con el aumento paulatino de tensión a partir de 1,07 p.u.. Esta disminución se va a suponer, sin perder generalidad en las conclusiones, siguiendo una recta de pendiente negativa, cuya ecuación  $Q_i = m_i \cdot U_i + Q_0$ , dependería entonces de dos variables desconocidas antes de realizar el flujo de cargas (tanto  $Q_i$  como  $U_i$ , en cada nodo  $i$ ).

Una manera de resolver este problema es dividir la recta de pendiente negativa en escalones de potencia reactiva constante. De la siguiente manera:



Suponiendo 4 escalones de potencia, es posible llevar a cabo el análisis en la zona 3, previa a la desconexión por sobretensiones. Superada la tensión 1,07 p.u. en un nodo del que cuelgue un generador, se disminuye un 20% el valor  $Q_{max}$  y se mantiene constante hasta que la tensión se incremente en 0,005 p.u.. Operaremos de esta forma hasta que la tensión sea 1,09 p.u., momento de la desconexión de la máquina del sistema. El incremento estimado de tensión en cada intervalo es de 0,005 p.u., como es obvio, si redujéramos este valor hasta uno infinitamente pequeño, la curva escalonada se convertiría en la recta de ecuación desconocida.

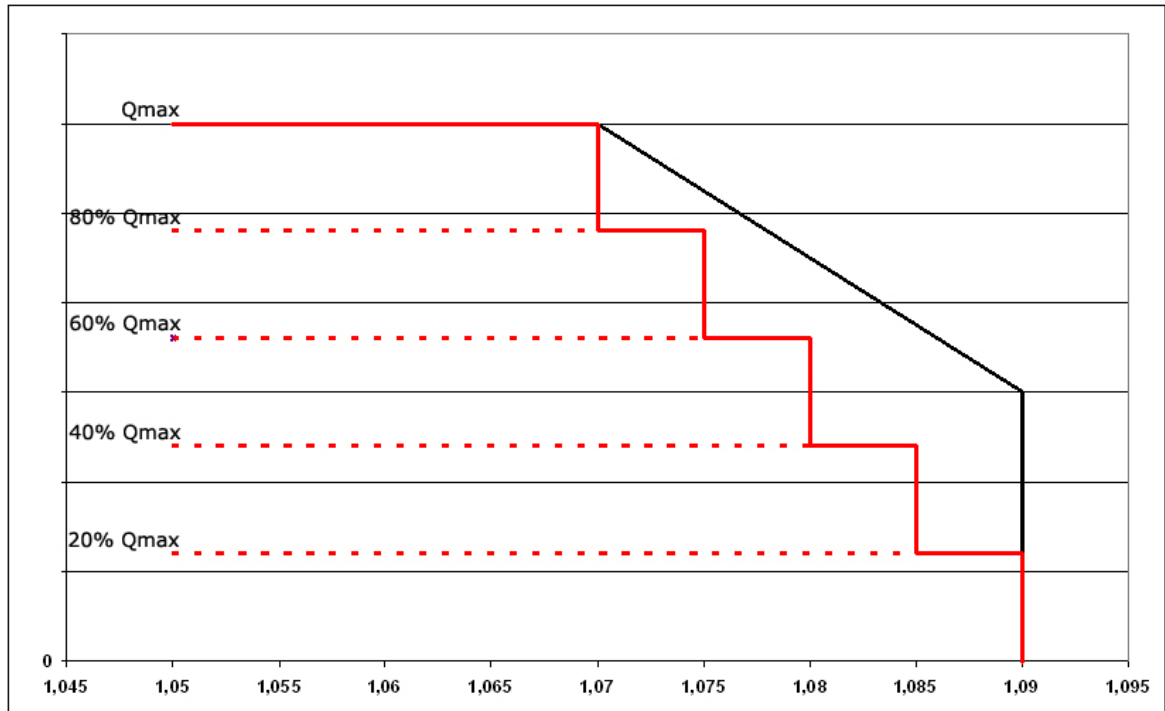


Figura 26. Escalones de potencia reactiva constante en la zona 3 de regulación de tensión

Los nodos a los que se conectarán las máquinas serán modelados como nodos PQ. Se irán tomando valores crecientes de la velocidad de viento desde la velocidad de conexión hasta la de corte, que determinarán la potencia activa producida y ésta, a su vez, la reactiva a partir de la curva PQ teórica del fabricante a tensión nominal. Ese par (P,Q) permitirá el cálculo del flujo de cargas que definirá el punto de funcionamiento del parque eólico. Si tras este cálculo la tensión del nodo de la máquina está fuera de la zona estable ( $1 \pm 0,05$  p.u.), el control de la máquina deja de responder frente a las solicitudes externas de incremento o disminución de reactiva con el fin de proteger a la máquina.

Para facilitar los cálculos, se supondrá en el modelo que toda máquina desconectada por sobretensiones o subtensiones en bornas dejará de generar y de absorber potencia de ningún tipo.

Esta forma de operar obliga a chequear la tensión de todos los nodos después de cada flujo de cargas. Cuando un nodo generador alcance un valor crítico de tensión, la definición del par  $(P,Q)$  cambiará. La  $P$  se seguirá obteniendo según la curva de potencia y la  $Q$  tomará el valor que corresponda según el nivel de tensión.

Puesto que modelamos todos los puntos de funcionamiento posibles de un aerogenerador, habrá un momento en que el valor de reactiva, constante tras superar alguno de los valores críticos de tensión, volverá a retomar a la curva PQ. Los límites teóricos de la máquina dejarán de estar motivados pues por desviaciones de tensión en bornas, sino por los límites térmicos y de sobrecarga del generador y convertidores a tensiones estables en torno a la nominal.

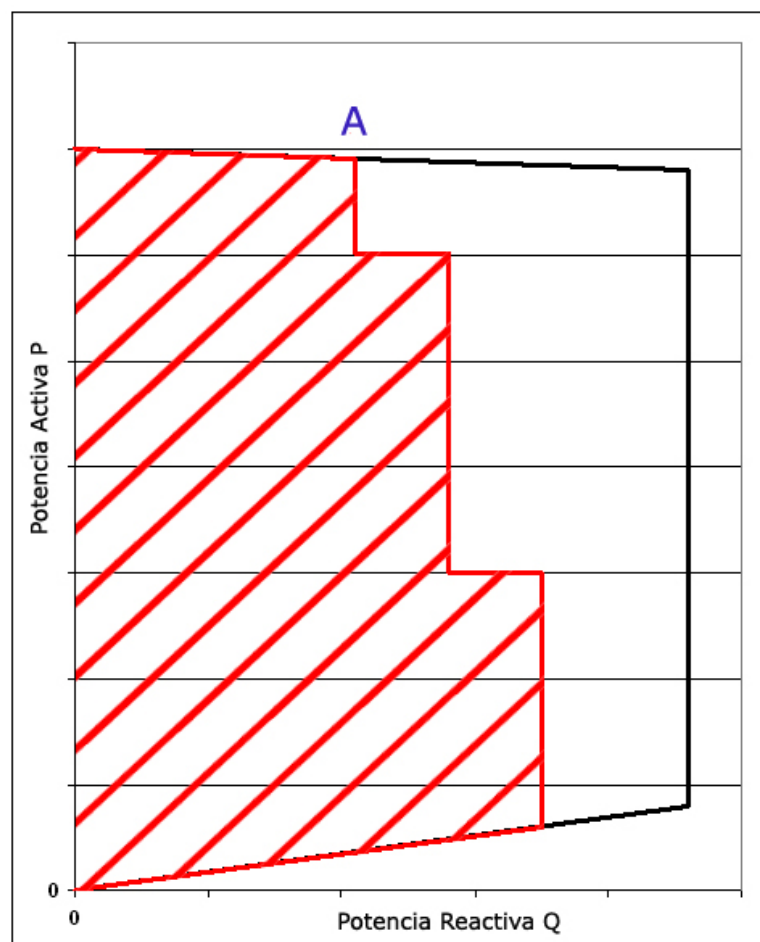


Figura 27. Ejemplo de curva PQ real de un aerogenerador en un parque eólico y punto A de recuperación de la curva PQ

Con este conocimiento, definiremos en posteriores capítulos todos los puntos de funcionamiento extremos de un parque eólico, ajustándonos a su comportamiento real y obtendremos las curvas PQ del mismo, lo que permitirá identificar las características de integración de un parque eólico en el sistema eléctrico.

# 4

## Análisis del parque eólico de El Aguallal

---

## 4 Análisis del Parque Eólico de El Aguallal

### 4.1 Presentación general del sistema eléctrico en estudio

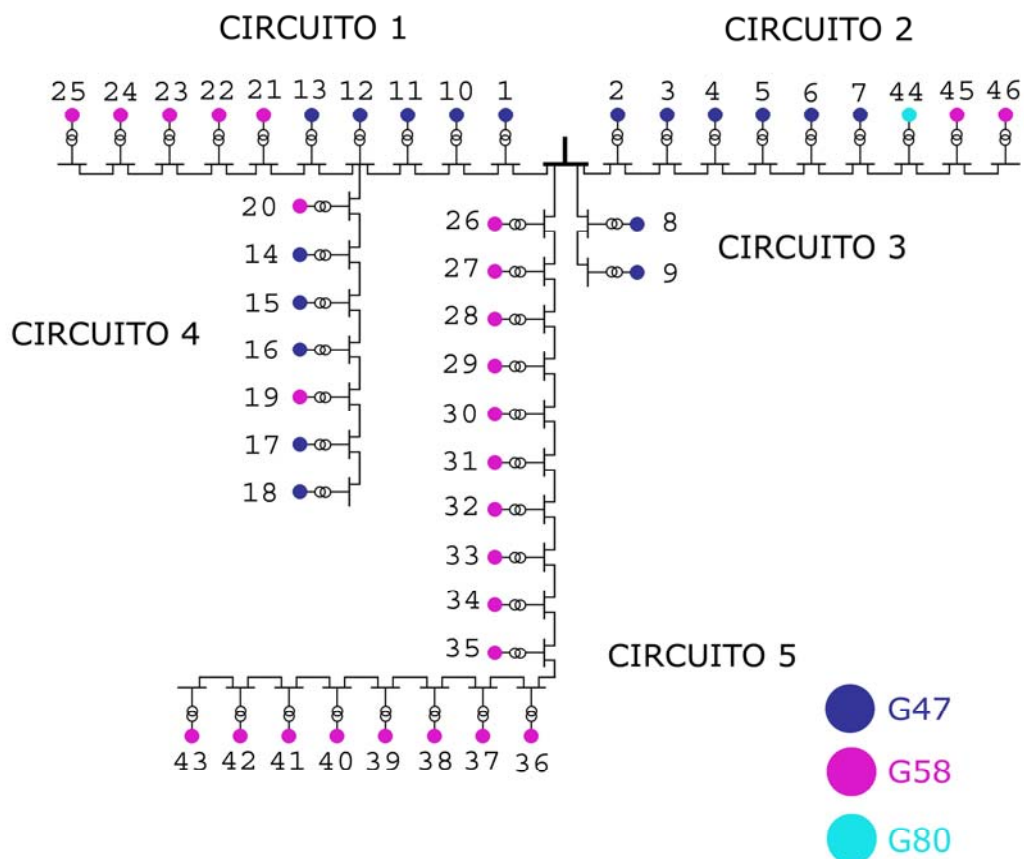


Figura 28. Esquema unifilar de la red de Baja/Media Tensión

El parque de El Aguallal, emplazado en el municipio de Lubián, Zamora, es un parque eólico mixto que posee 46 aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados de tres modelos diferentes: 18 máquinas Gamesa G47-660kW, 27 máquinas Gamesa G58-850kW y una máquina Gamesa G80-2000kW. Cada una de ellas está conectada a la red de media tensión del parque eólico mediante un transformador 0,69/20 kV, situado en la base de la torre, dentro del propio aerogenerador.

El parque está constituido por 5 ramales, integrado cada uno por diferente número de aerogeneradores, interconectados por cables subterráneos de 20 kV. La energía es evacuada en un centro de transformación 20/45 kV cercano al parque y transportada a través de un líneas aéreas

hasta la Subestación de Lubián 45/220 kV, punto en que se factura la energía y se conecta a la red nacional de 220 kV.

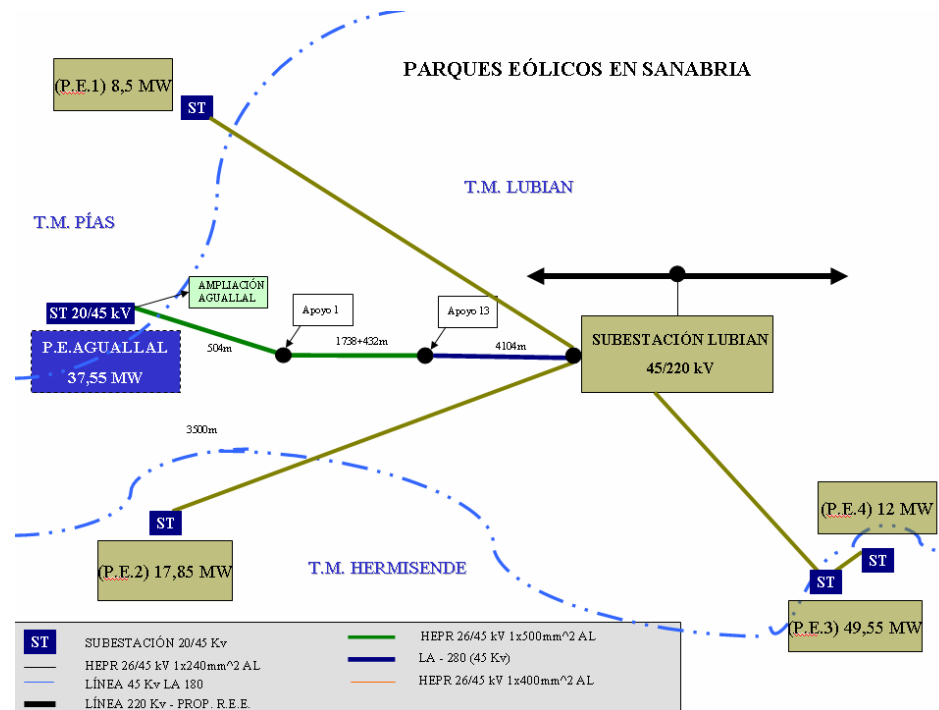


Figura 29. Esquema de conexión de los parques de la zona conectados a la subestación de Lubián.

En esta subestación vierten además otros 4 parques eólicos de Acciona Energía cuyas características eléctricas son conocidas. El primero de ellos vierte a 45 kV en la misma barra que El Aguallal, mientras que los otros tres lo hacen sobre otra barra de 45 kV, conectada con la anterior mediante un interruptor de acoplamiento.

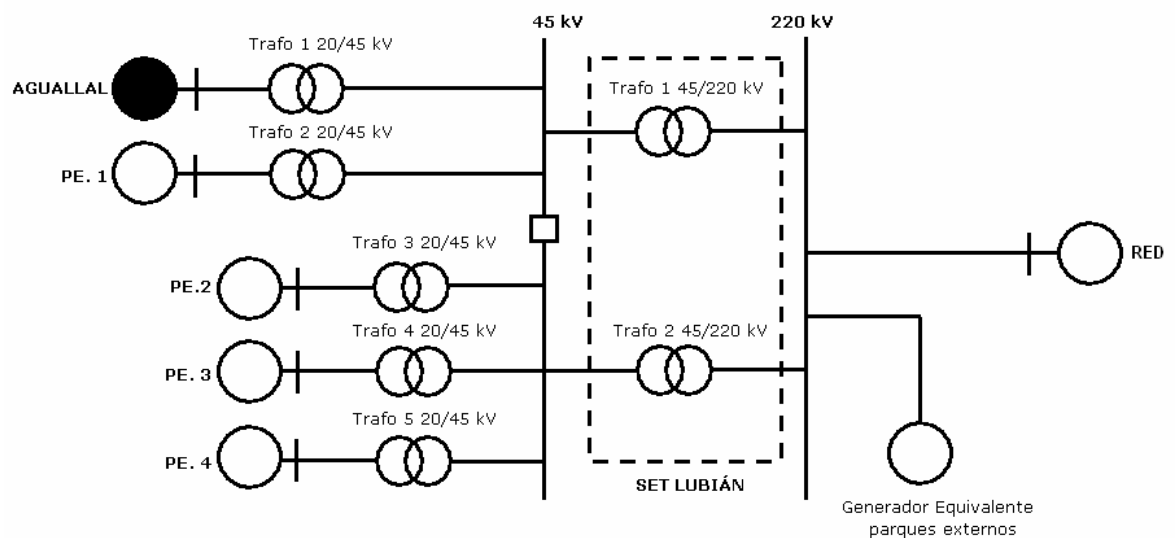


Figura 30. Esquema unifilar de la red de Media / Alta Tensión

En la subestación de 220 kV, se conectan también varios parques eólicos emplazados en la zona, cuyas características eléctricas se desconocen.

El modelo se desarrolla hasta el nodo de la red de potencia infinita a 220 kV, que se tomará como oscilante en el cálculo de los flujos de potencia que se van a llevar a cabo.

El sistema completo está formado por 99 nodos (92 necesarios para el modelo del parque), 48 transformadores (1 en cada aerogenerador 0,69/20 kV, además de los dos elevadores 20/45 kV y 45/220 kV hasta la red de potencia infinita a 220 kV) y 49 generadores (46 para el modelo de cada aerogenerador, 2 generadores equivalentes de parques adyacentes y el oscilante)

## 4.2 Objeto del análisis y metodología

El objeto fundamental del análisis es el de mostrar la influencia que ejerce la tensión en bornas de un aerogenerador sobre su capacidad para regular el flujo de reactiva que intercambia con el sistema.

Para ello se va a estudiar el parque de El Aguallal, en las situaciones en que sus aerogeneradores se vean obligados a intercambiar la máxima potencia reactiva que sea compatible con el nivel de tensión en bornas, para cada valor de la velocidad de viento.

Mediante la herramienta PSSE, con la que se realizan los cálculos de flujos de cargas en el modelo de red, cubriremos todo el rango completo de velocidades posibles desde la de conexión hasta la de corte, para modelar todos los puntos PQ de funcionamiento extremos de las máquinas de El Aguallal. Para cada velocidad de viento se obtendrá la potencia activa máxima que la máquina es capaz de proporcionar, según su curva de potencia, y de ahí la reactiva máxima a partir de la curva PQ, característica de cada aerogenerador y proporcionada por el fabricante, siempre que la tensión se mantenga entre límites estables. De esa manera se analizarán los extremos de funcionamiento del parque eólico, teniendo en cuenta la respuesta ante tensiones críticas a que obliga el equipo de control de los aerogeneradores y que hemos visto en el capítulo 3.

Se optó por un incremento de la velocidad de viento de 0,25 m/s entre análisis y análisis. Este valor es lo suficientemente bajo como para asegurar un estudio pormenorizado y nos permite, al estudiar con más detalle la influencia del aumento de inyección de potencia en el funcionamiento general del parque, evitar la pérdida de información sobre la respuesta del sistema, tal y como sucedería tomando intervalos mas amplios.

Por simplificación del modelo, se supondrá que el parque de El Aguallal y los cuatro parques cercanos están conectados a un único nodo de tensión a 45 kV, de tal manera que las dos barras de

45 kV se representarán por una sola, y los dos transformadores 45 / 220 kV se sustituirán por un único transformador equivalente..

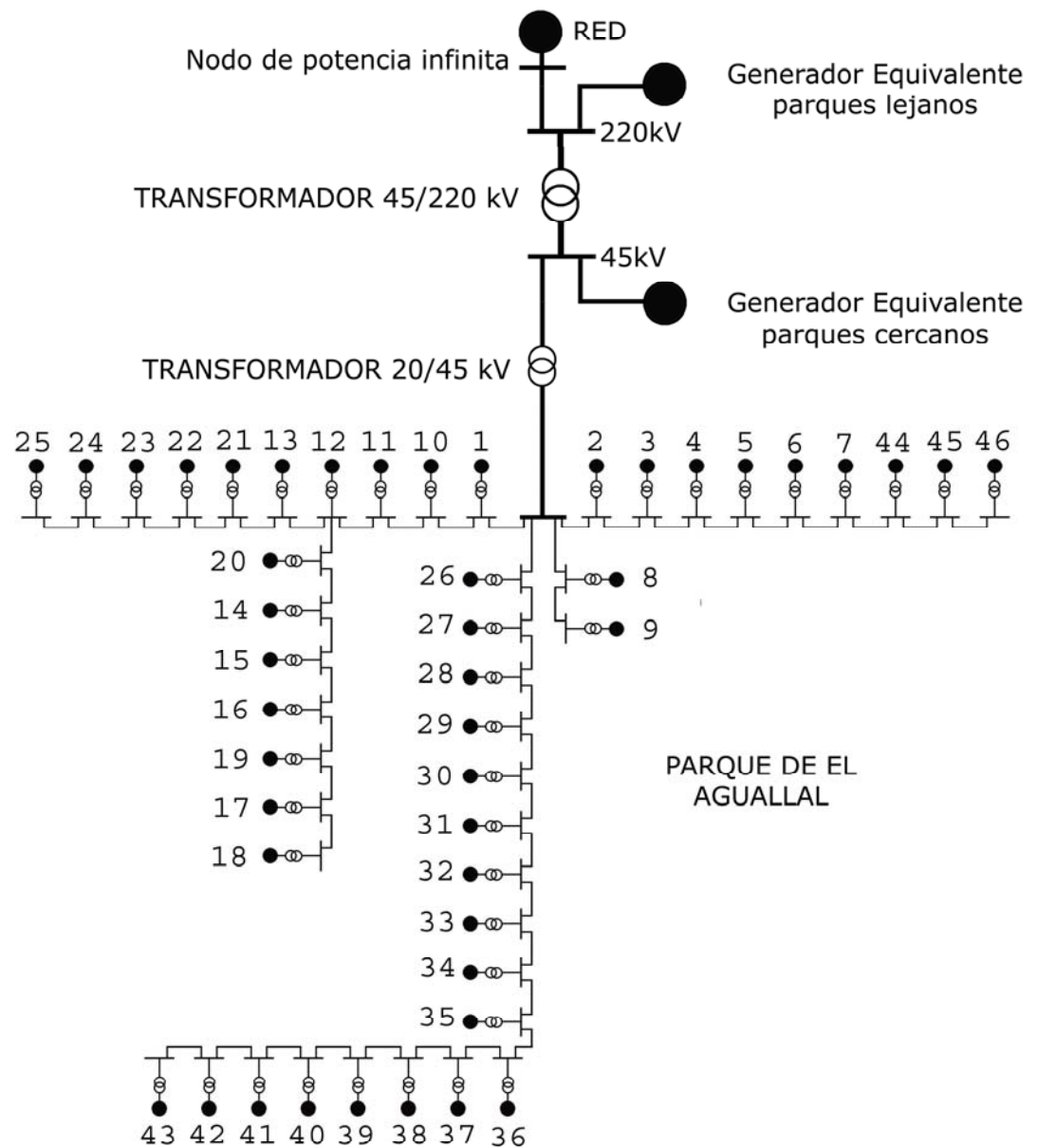


Figura 31. Esquema unifilar equivalente del sistema eléctrico estudiado

Los cuatro parques cercanos se modelarán como un generador único, de potencia equivalente a la total instalada en los cuatro parques, lo que nos va a permitir tener en cuenta su influencia global sobre el que es objeto de estudio.

Análogamente, los parques eólicos lejanos, que se conectan al nodo de 220 kV, se sustituirán también por un único generador equivalente.

Tanto el generador equivalente de los parques que evacúan en 45 kV como el equivalente de los parques que lo hacen a 220 kV se modelarán como nodos PQ. La potencia nominal del primero viene definida por la suma total de las potencias nominales de los 4 parques conocidos. La potencia del segundo se calculará a partir de los valores de tensión promedio máxima y mínima en ese nodo proporcionados por Red Eléctrica. El factor de potencia con que ambos trabajan vendrá definido por el factor de potencia de Aguallal.

Quedando así la red definida se procederá al cálculo de un flujo de cargas para cada punto de funcionamiento, lo que nos permitirá obtener la respuesta de los aerogeneradores ante tensiones críticas y su regulación de reactiva.



# 5

## Modelado del sistema

---

## 5 Modelado del Sistema

### 5.1 Introducción

Se presentan en este capítulo los cálculos necesarios para la definición de los elementos que constituyen el modelo de la red equivalente al sistema estudiado.

### 5.2 Parques eólicos adyacentes

#### 5.2.1 Modelo del generador equivalente a los 4 parques de Acciona Energía que inyectan a 45 kV.

El generador equivalente a este conjunto de parques cercanos se modela como un nodo PQ

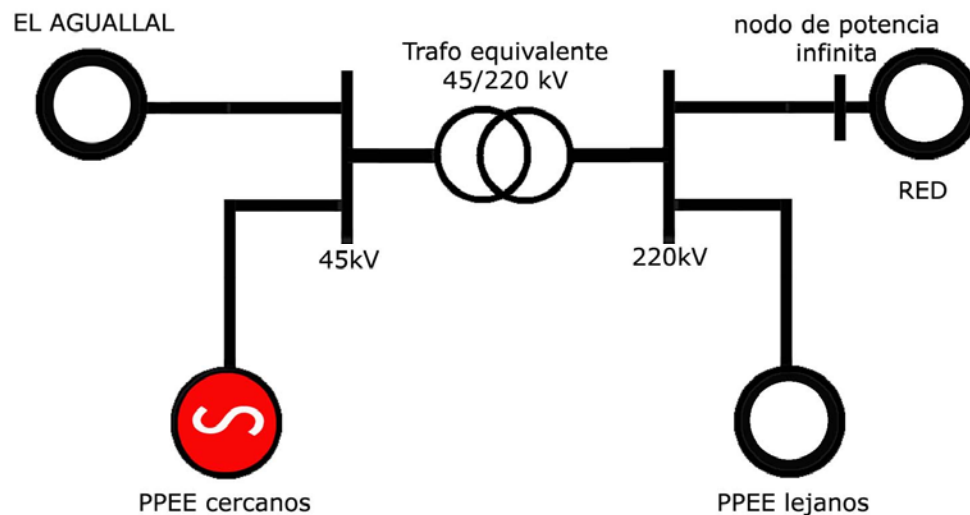


Figura 32. Posición del generador equivalente a los parques cercanos en la red de Alta Tensión

Como es habitual en el estudio de los parques eólicos, se admitirá la suposición de que, en cada momento, todos los aerogeneradores están sometidos a las mismas condiciones de viento, despreciando, pues, los efectos derivados de la diferente orografía del terreno en las proximidades de cada uno de los aerogeneradores.

Esta suposición también la extenderemos a los otros parques cercanos que vierten en el mismo nodo de 45 kV y también a los lejanos sobre el nodo de 220 kV, para calcular en cada momento la P del generador equivalente.

Conocida la potencia activa y reactiva que inyecta en cada momento el parque de El Aguallal en la subestación de 45 kV, podremos calcular el factor de potencia con que trabaja, así como el porcentaje que representa la potencia que se esta proporcionando en cada momento sobre la total instalada.

Ese mismo porcentaje  $(P/P_{inst})_{Aguallal}$  se aplicará al generador equivalente para obtener su  $P$  en cada punto de funcionamiento, teniendo en cuenta que la potencia total instalada en esos cuatro parques es de 87,9 MW.

Para el cálculo de la reactiva, se considerará el mismo factor de potencia que se tenga para el parque de El Aguallal en cada punto de funcionamiento.

Conocido el factor de potencia con que trabaja el parque estudiado, la potencia reactiva del generador equivalente  $Q_i$  en cada instante  $i$  sería:

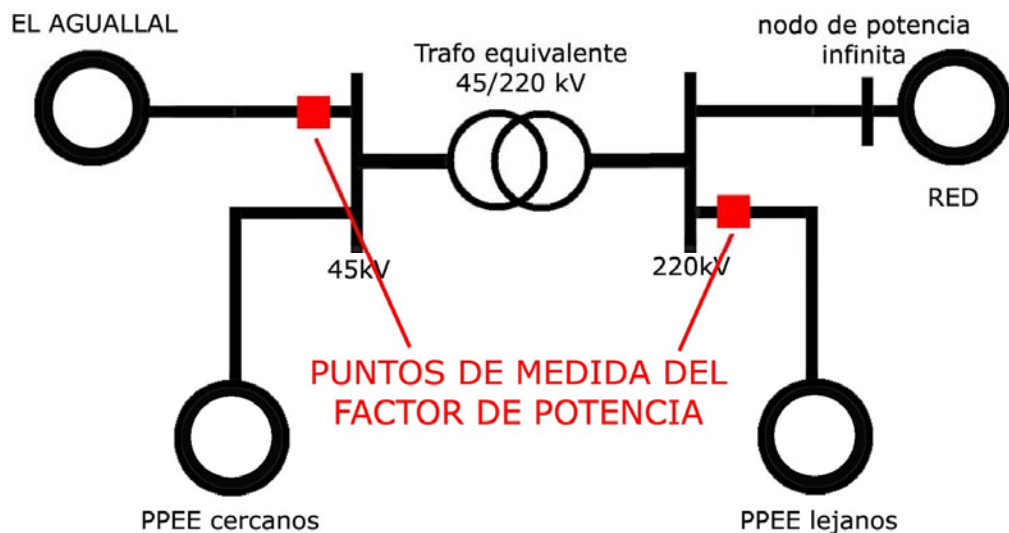


Figura 33. Situación de los puntos de medida del factor de potencia en la red de Alta Tensión del sistema eléctrico

Según se refleja en el Anexo V del Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el complemento por energía reactiva que debe recibir un parque eólico depende de la regulación del factor de potencia en el punto de conexión, en base a los siguientes valores porcentuales de bonificación/penalización según el período horario:

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Figura 34. Tabla de bonificación por compensación de reactiva del Anexo V del RD 661/2007

De acuerdo con esta tabla, el objetivo es conseguir en cada punto de funcionamiento al menos un factor de potencia de 0,95 en el punto de facturación, situado en el lado de media tensión del trafo 45/220 kV.

Teniendo en cuenta la presencia del transformador entre la generación y el punto de medida de la energía se estimó una consigna mínima de  $\cos \varphi = 0,9$  para el generador equivalente a los parques externos 1 a 4. De tal manera, este generador equivalente dará la potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia igual al de El Aguallal, siempre que éste sea superior a 0,9. Si no se da esta circunstancia, la reactiva del generador equivalente se obtendrá de aplicar un factor de potencia igual a 0,9.

### 5.2.2 Modelo del generador equivalente que sustituye al conjunto de parques lejanos que inyectan a 220kV.

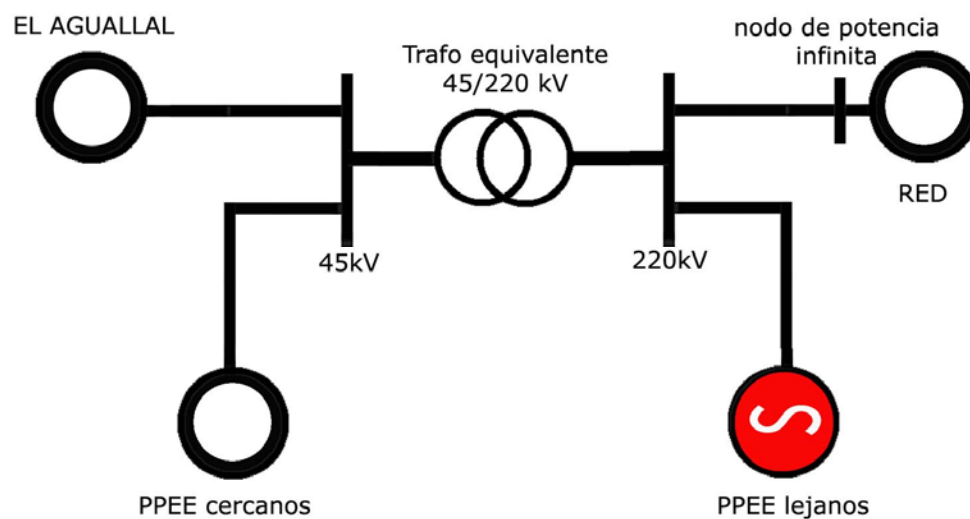


Figura 35. Posición del generador equivalente a los parques lejanos en la red de Alta Tensión

El cálculo de los pares PQ en cada punto de funcionamiento descrito en el apartado anterior no es aplicable en este caso, por desconocerse la potencia total instalada en estos parques eólicos.

Sí que se conocen los valores máximo, medio y mínimo para el percentil 50 de las tensiones en el nodo de Lubián 220 kV, ya que son datos proporcionados por Red Eléctrica para el año 2007.

Conocidos los límites máximo ( $U_{\max}$ ) y mínimo ( $U_{\min}$ ) de tensión en el nodo es posible determinar de manera iterativa los valores límites de potencia activa y reactiva que debería dar el generador equivalente para no salirse del rango  $[U_{\min}, U_{\max}]$ .

Para ello se calculará un flujo de cargas suponiendo una cierta generación PQ en el nodo, para así obtener los valores de tensión en el mismo, y se irán ajustando estos valores PQ hasta que los valores de  $U$  obtenidos del cálculo sean los proporcionados por Red Eléctrica.

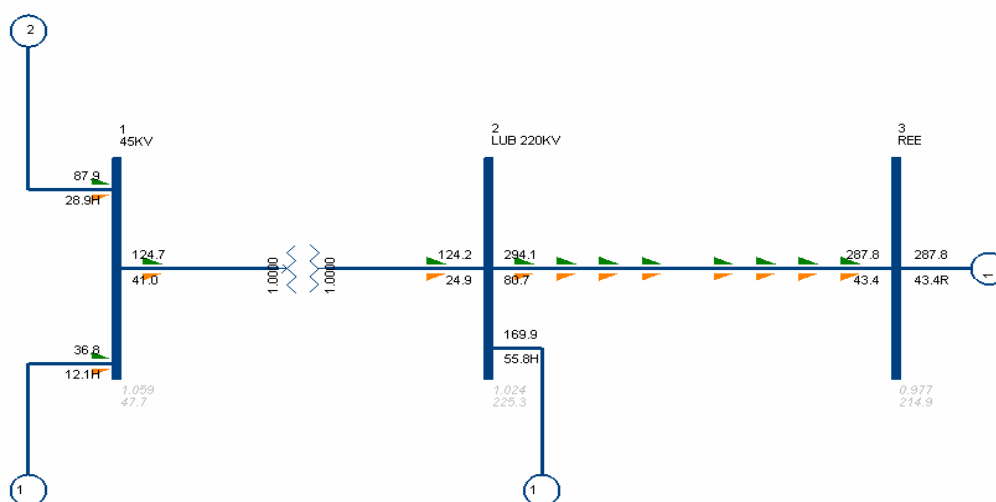


Figura 36. Modelo de la red de MT / AT del sistema estudiado en PPSE/E

Según se ha visto, el Real Decreto 661 que regula la generación renovable estipula un valor de factor de potencia límite de 0,95 para el que la prima por compensación de reactiva es máxima. Por encima de este valor, la prima comienza a disminuir.

Para el estudio que se va a llevar a cabo se considera que el generador equivalente de los parques externos trabaja con  $\cos \varphi$  0.95, capacitivo, para el caso de tensión máxima en el nodo de 220 kV, o inductivo, para el caso de tensión mínima.

La potencia activa inyectada por el parque de El Aguallal y el generador equivalente a los cuatro parques conectados al nodo de 45kV de la figura anterior se supondrá la máxima (37,5 MW para el primero y 87,9 MW para la suma de los otros parques) y siempre con el mismo factor de potencia de 0,95.

Los valores de tensión proporcionados por Red Eléctrica para el nodo de la red de transporte en el que vierte finalmente su energía el parque de El Aguallal (nodo 2 LUBIÁN 220 en la figura) son los siguientes:

$$U_{\text{promedio máxima}} = 235,35 \text{ kV (1.07 pu)}$$

$$U_{\text{promedio media}} = 223 \text{ kV (1,014 pu)}$$

$$U_{\text{promedio mínima}} = 212 \text{ kV (0.964 pu)}$$

Se realizarán dos estudios análogos sobre el unifilar de la figura, donde el nodo 3 REE será el oscilante del sistema y, por tanto, de tensión constante. La tensión del slack se supone igual al valor del percentil 50% de la tensión promedio en 2 LUB 220KV.

Se estudiarán por separado los comportamientos capacitivo e inductivo:

### *Comportamiento Capacitivo*

Supuesto un par  $(P_0, Q_0)$  producido en el generador equivalente que se conecta al nodo 2 LUB 220 (considerado nodo PQ), se calcula un flujo de potencias en el sistema que nos proporciona el valor de la tensión  $U_0$  inicial en ese nodo. El objetivo es encontrar el par  $(P_{\text{max}}, Q_{\text{max}})$  generado, de tal manera que la tensión  $U_{\text{max}}$  correspondiente en el nodo sea igual a la tensión  $U_{\text{máxima, promedio}}$ . Para ello, se define una variable  $K$  cociente entre la tensión obtenida y la máxima buscada y se itera de la siguiente manera:

$$k_i = \frac{U_{i, \text{LUB220KV}}}{U_{\text{máxima, promedio}}}$$

De esa forma, si  $U_0 \neq U_{\text{máxima, promedio}}$ , se planteará un nuevo flujo de cargas, donde el nuevo par  $(P_1, Q_1)$  producido por el generador conectado al nodo y de valor:

$$(P_1, Q_1) = \left( \frac{P_0}{k_1}, \frac{Q_0}{k_1} \right)$$

dará lugar a un nuevo valor de tensión  $U_1$ , inferior o superior a  $U_0$ , según  $k$  mayor o menor que 1 respectivamente.

Si  $k > 1$ , al disminuir la potencia inyectada en el nodo de  $(P_0, Q_0)$  a  $(P_1, Q_1)$ , disminuye la tensión del mismo; y viceversa, si  $k < 1$ , el par  $(P, Q)$  aumenta, y por tanto la tensión. Se iterará hasta que la tensión obtenida sea la buscada.

En el estudio, partiendo de un valor inicial de generación de activa igual a 300 MW (lo que da una reactiva de  $300 \tan[\arccos 0,95]$  MVar), se obtuvo, tras 93 iteraciones, un par de valores (P, Q) igual a:

$$(P_{93}, Q_{93}) = (244.23 \text{ MW}, 80.27 \text{ MVar})$$

Esto es, si aumentamos la generación en el nodo 2 LUB 220KV por encima de 244 MW en un período capacitivo, la tensión superará el límite máximo de 235.35 kV.

### *Comportamiento Inductivo*

De manera análoga, el objetivo en esta parte del estudio es encontrar el par  $(P_{\min}, Q_{\min})$  generado, de tal manera que la tensión  $U_{\min}$  correspondiente en el nodo tras el flujo de cargas sea igual a la tensión  $U_{\text{mínima, promedio}}$ . Para ello, y definiendo el valor de la variable k de la misma forma que en el caso anterior, partiendo del par  $(P_0, Q_0)$ , el par para la siguiente iteración, si  $U_0 \neq U_{\text{mínima, promedio}}$ , será  $(P_1, Q_1) = (P_0 \cdot k, Q_0 \cdot k)$ , que dará lugar a un nuevo valor de tensión  $U_{1, \text{LUB } 220\text{KV}}$  superior o inferior a  $U_0$  según k mayor o menor que 1. Como antes, se iterará hasta que la tensión obtenida sea la buscada.

En el estudio, partiendo de un valor inicial de generación de activa igual a 225 MW ( $225 \tan[\arccos 0,95]$  MVar de reactiva), se obtuvo, tras 45 iteraciones, un par de valores (P, Q) igual a:

$$(P_{45}, Q_{45}) = (242.18 \text{ MW}, -79.60 \text{ MVar})$$

Esto es, si aumentamos la generación en el nodo LUB 220KV por encima de 242MW en un período inductivo, la tensión disminuirá por debajo del límite mínimo de 212 kV.

Por tanto, se fija una potencia activa máxima generable para la máquina equivalente del resto de parques que inyectan en el nodo LUB 220KV de 242MW.

Como ya se ha visto, no se pierde generalidad al suponer que todos los parques que operan en una zona determinada sufren las mismas condiciones de viento. El parque en estudio determinará el porcentaje de activa total que se genera para cada punto de funcionamiento, así como el factor de potencia en cada momento. Ese porcentaje se aplicará a los 242MW y se calculará la reactiva con el mismo factor de potencia, siempre que éste sea superior a 0,95. Tal y cómo se vio en el apartado anterior, los reguladores presentes en los parques eólicos actúan para conseguir al menos un factor de potencia de ese valor en el punto de facturación. Puesto que en el modelo, la facturación se supone en bornas del generador equivalente, se obligará, siempre que el factor de potencia del parque estudiado sea inferior, a tomar al menos este valor de 0,95.

Los cálculos realizados para este apartado figuran en el Anexo F de este Proyecto.

### 5.3 Transformadores

Los transformadores se introducen en el modelo como cuadripolos en L invertida.

Los datos de los transformadores proporcionados por el fabricante son la potencia nominal  $S_n$ , las pérdidas en vacío  $P_0$ , la corriente de vacío  $I_0$ , las pérdidas en cortocircuito  $P_{cc}$  y la tensión de cortocircuito  $U_{cc}$ .

La norma UNE-EN 60076-1 establece que las pérdidas en vacío de un transformador son la potencia activa absorbida cuando la tensión asignada a la frecuencia asignada se aplica a los bornes de uno de los arrollamientos, estando a circuito abierto el otro.

De donde se tiene:

$$P_0 = 3 \cdot I_0 \cdot R_0^2 = 3 \cdot \left( \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_0} \right)^2 \cdot R_0 = U_n^2 \cdot \frac{R_0}{R_0^2 + X_0^2} = U_n^2 \cdot G_0$$

$$\rightarrow p_0(pu) = \frac{G_c}{1/(U_n^2/S)} \cdot \frac{U_n^2}{U_n^2} = \frac{G_c}{1/(U_n^2/S)} = g_0(pu)$$

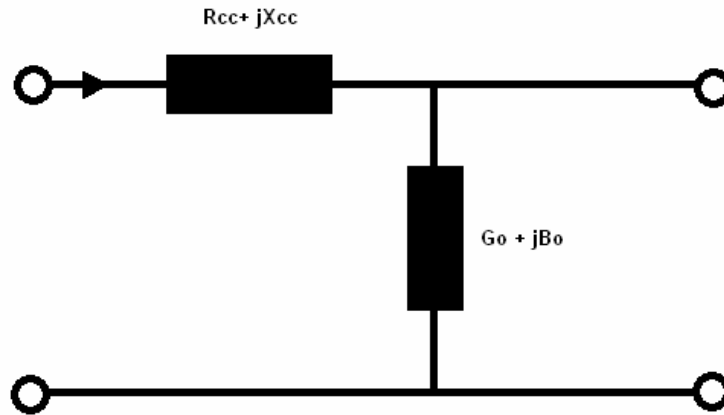


Figura 37. Circuito equivalente simplificado de un transformador en el ensayo de vacío.

La corriente en vacío es el valor eficaz de la corriente que llega a un borne de línea de un arrollamiento cuando se aplica a este arrollamiento la tensión asignada a la frecuencia asignada, estando a circuito abierta el otro arrollamiento.

$$I_0 = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_0} \rightarrow i_0(pu) \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1 \cdot U_B}{\sqrt{3} \cdot z(pu) \cdot Z_0}$$



operando:

$$i_0(pu) = \frac{U_B^2}{S_B} \cdot \frac{1}{Z_B} \cdot \frac{1}{z_0(pu)} = \frac{1}{z_0(pu)} = y_0(pu)$$

Asumiendo que  $G_0 \ll B_0$ , tenemos que

$$Y_0 = \sqrt{G_0^2 + B_0^2} \approx \sqrt{B_0^2} = B_0 \rightarrow y_0(pu) = b_0(pu), \text{ puesto que } b_0(pu) \text{ es negativo:}$$

$$B_0 = -\frac{X_0}{Z_0^2} \rightarrow b_0(pu) \cdot \frac{1}{Z_B} = -\frac{x_0(pu) \cdot Z_B}{z_0^2(pu) \cdot Z_B^2} \rightarrow b_0(pu) = -\frac{x_0(pu)}{z_0^2(pu)}$$

podemos asumir que:  $i_0(pu) = -b_0(pu)$

La norma UNE-EN 60076-1 establece que las pérdidas en carga de un transformador son la potencia activa absorbida a la frecuencia asignada cuando la corriente asignada atraviesa los bornes de línea de uno de los arrollamientos, estando en cortocircuito los bornes del otro.

De tal manera:

$$\begin{aligned} P_{Cu} &= 3 \cdot R_{cc} \cdot I_{cc}^2 \rightarrow p_{cc}(pu) \cdot S_B = 3 \cdot [i_{cc}(pu) \cdot I_B]^2 \cdot R_{cc} \cdot Z_B = \\ &= 3 \cdot \left[ i_{cc}(pu)^2 \cdot \frac{S_B^2}{3 \cdot U_B^2} \right] \cdot \left[ r_{cc}(pu) \cdot \frac{U_B^2}{S_B} \right] \end{aligned}$$

Luego:  $p_{cc}(pu) = r_{cc}(pu)$

Y:  $x_{cc}(pu) = \sqrt{u_{cc}(pu)^2 - r_{cc}(pu)^2}$

### 5.3.1 Transformador del aerogenerador Gamesa G47

Los transformadores de la máquina G47 tienen las siguientes características:

Potencia nominal  $S_n = 0,66$  MVA; Pérdidas en vacío  $P_0 = 0,20\%$ ; Corriente de vacío  $I_0 = 1,70\%$ ; Pérdidas en cortocircuito  $P_{cc} = 1,30\%$ ;  $U_{cc} = 6\%$ . Luego, los parámetros del trafo son:

$$r_{cc} = 0,0130 \text{ p.u. ; } x_{cc} = 0,0586 \text{ p.u.}$$

$$g_{mag} = 0,0020 \text{ p.u. ; } b_{mag} = -0,017 \text{ p.u.}$$

que debemos cambiar a la base del sistema  $S_B = 100$  MVA. Puesto que:

$$Z_{base2} = Z_{base1} \cdot \frac{S_{base2}}{S_{base1}}$$

nos queda:

$$r_{cc} = 1,97 \text{ p.u.} ; x_{cc} = 8,87 \text{ p.u.}$$

$$g_{mag} = 0,000013 \text{ p.u.} ; b_{mag} = -0,000112 \text{ p.u.}$$

### 5.3.2 Transformador del aerogenerador Gamesa G58

Los transformadores de la máquina G58:

Potencia nominal  $S_n = 0,90$  MVA; Pérdidas en vacío  $P_0 = 0,16\%$ ; Corriente de vacío  $I_0 = 1,60\%$ ; Pérdidas en cortocircuito  $P_{cc} = 1,20\%$ ;  $U_{cc} = 6\%$  . Luego, los parámetros del trafo en base 100 MVA son

$$r_{cc} = 1,33 \text{ p.u.} ; x_{cc} = 6,53 \text{ p.u.}$$

$$g_{mag} = 0,000014 \text{ p.u.} ; b_{mag} = -0,000144 \text{ p.u.}$$

### 5.3.3 Transformador del aerogenerador Gamesa G80

Los transformadores de la máquina G80, según datos proporcionados por fabricante:

Potencia nominal  $S_n = 2,1$  MVA; Pérdidas en vacío  $P_0 = 0,12\%$ ; Corriente de vacío  $I_0 = 1,30\%$ ; Pérdidas en cortocircuito  $P_{cc} = 1,06\%$ ;  $U_{cc} = 6\%$  . Luego, los parámetros del trafo en base 100 MVA son

$$r_{cc} = 0,50 \text{ p.u.} ; x_{cc} = 2,81 \text{ p.u.}$$

$$g_{mag} = 0,000025 \text{ p.u.} ; b_{mag} = -0,00027 \text{ p.u.}$$

El desarrollo de todos los cálculos figura en el Anexo E de este Proyecto.

### 5.3.4 Transformador de Subestación 20/45 kV

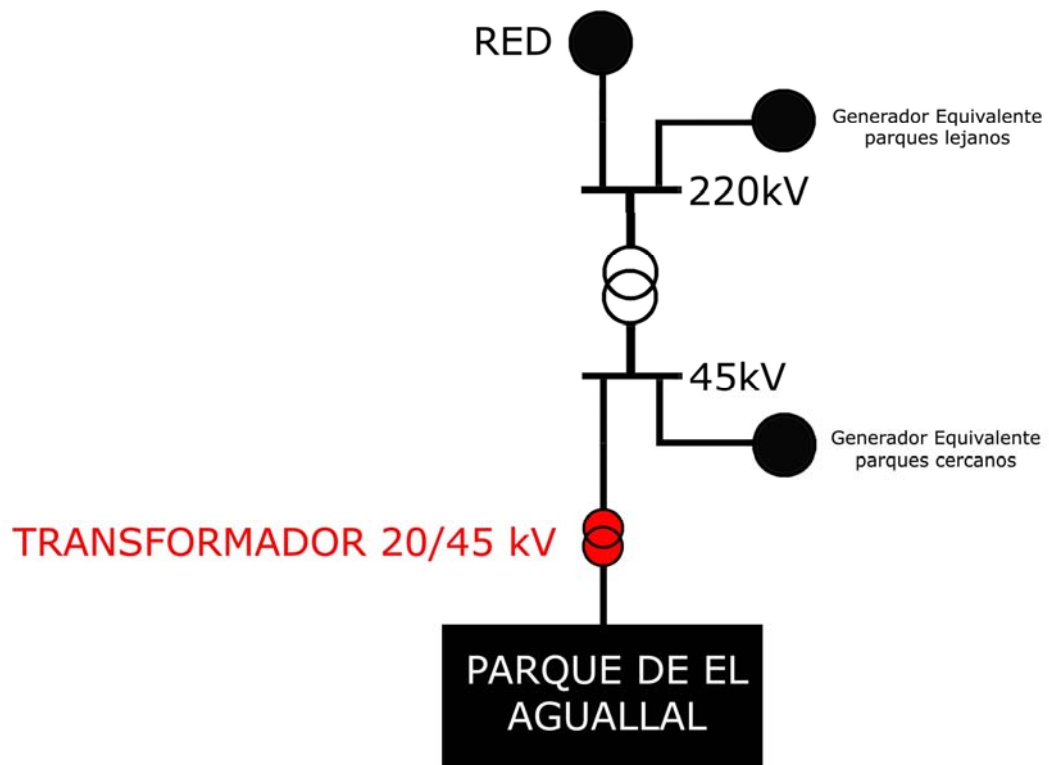


Figura 38. Posición del transformador de subestación 20/45 kV en el equivalente de red

Las características del transformador de la subestación 20/45kV son las que siguen:

Potencia nominal  $S_n = 38$  MVA; Pérdidas en vacío  $P_0 = 0,07\%$ ; Corriente de vacío  $I_0 = 0,54\%$ ; Pérdidas en cortocircuito  $P_{cc} = 0,47\%$ ;  $U_{cc} = 10\%$ . Luego, los parámetros del trafo en base 100 MVA son

$$r_{cc} = 0,012 \text{ p.u.} ; x_{cc} = 0,263 \text{ p.u.}$$

$$g_{mag} = 0,000266 \text{ p.u.} ; b_{mag} = -0,00205 \text{ p.u.}$$

El desarrollo de todos los cálculos figura en el Anexo E.

La red de baja – media tensión queda por tanto bien definida.

### 5.3.5 Transformadores de Subestación 45/220 kV. Cálculo del transformador equivalente

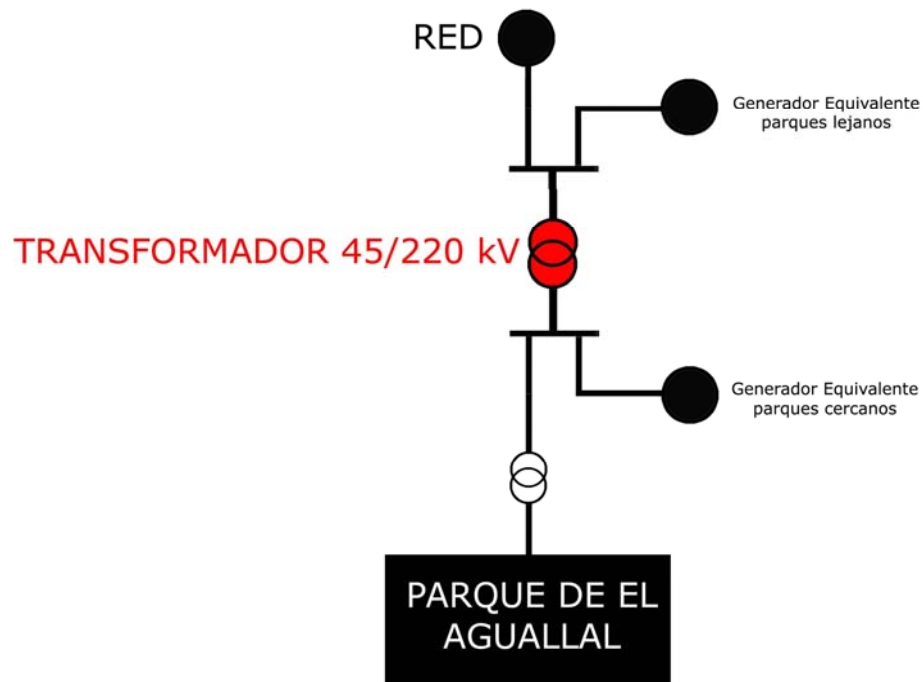


Figura 39. Posición del transformador de subestación 45/220 kV en el equivalente de red

El equivalente de dos transformadores en paralelo:

$$z_{cc(eq)}(pu) = \frac{Z_{cc1} \cdot Z_{cc2}}{Z_{cc1} + Z_{cc2}} \cdot \frac{S_1 + S_2}{U^2} = \frac{z_{cc1}(pu) \cdot z_{cc2}(pu)}{z_{cc1}(pu) \cdot S_2 + z_{cc2}(pu) \cdot S_1} \cdot (S_1 + S_2)$$

A partir de los parámetros de los dos transformadores, operando de manera análoga en el cálculo de los trafos de máquina tenemos que, en base 100 MVA:

$$r_{cc} = 0,03 \text{ p.u.} ; x_{cc} = 0,10 \text{ p.u.}$$

$$g_{mag} = 0,00038 \text{ p.u.} ; b_{mag} = -0,0055 \text{ p.u.}$$

## 5.4 Líneas Eléctricas

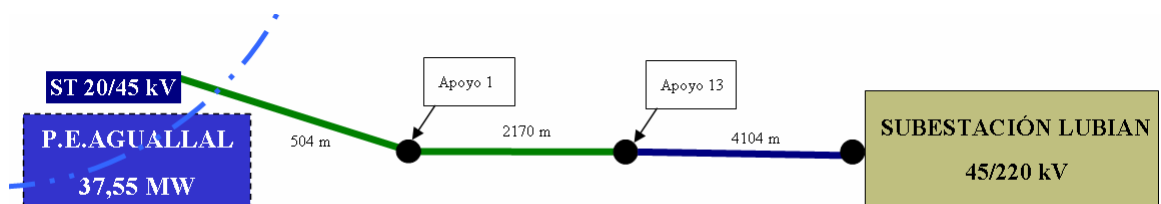


Figura 40. Esquema de conexión de los parques de la zona conectados a la subestación de Lubián.

### 5.4.1 Cables aislados

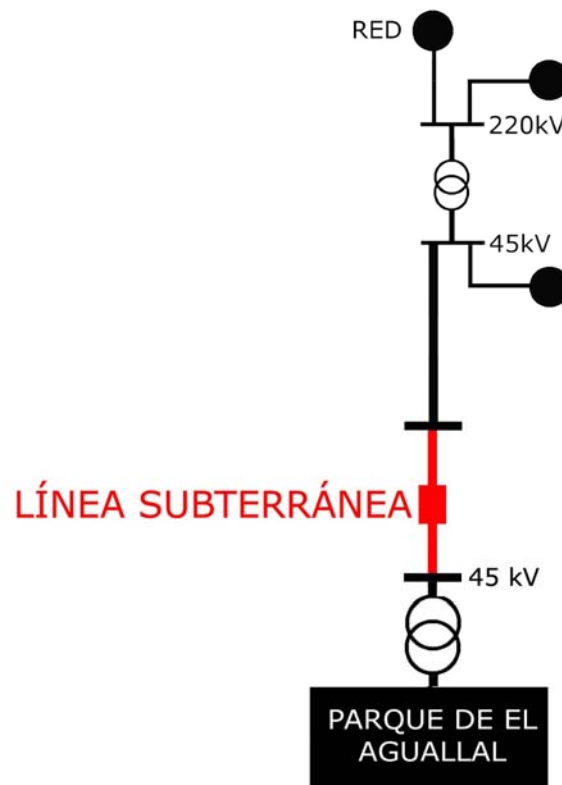


Figura 41. Posición del tramo de cable aislado que une la subestación 20/45 kV con la de Lubián 45/220 kV

Los tipos de cables aislados para los diferentes usos del parque en estudio y los de la red de Alta Tensión en estudio son los siguientes:

DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL
DHZ1 12/ 20 KV 240 mm AL
DHZ1 12/ 20 KV 400 mm AL
EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL
EPR H COMPACT 12/ 20 KV 240 mm AL
EPR H COMPACT 26/ 45 KV 500 mm AI

Figura 42. Tipos de cables del sistema eléctrico

PSS<sup>TIME</sup>, obliga a la introducción de los datos de las líneas del sistema eléctrico en por unidad, luego, en función de los distintos escalones de tensión del sistema (tensión nominal de los generadores 690V, 20kV para el sistema de Media Tensión del parque y 45kV para la red de distribución), se calculó la impedancia equivalente de cada una de las líneas en p.u. utilizando la  $Z_{base}$  correspondiente a cada nivel.

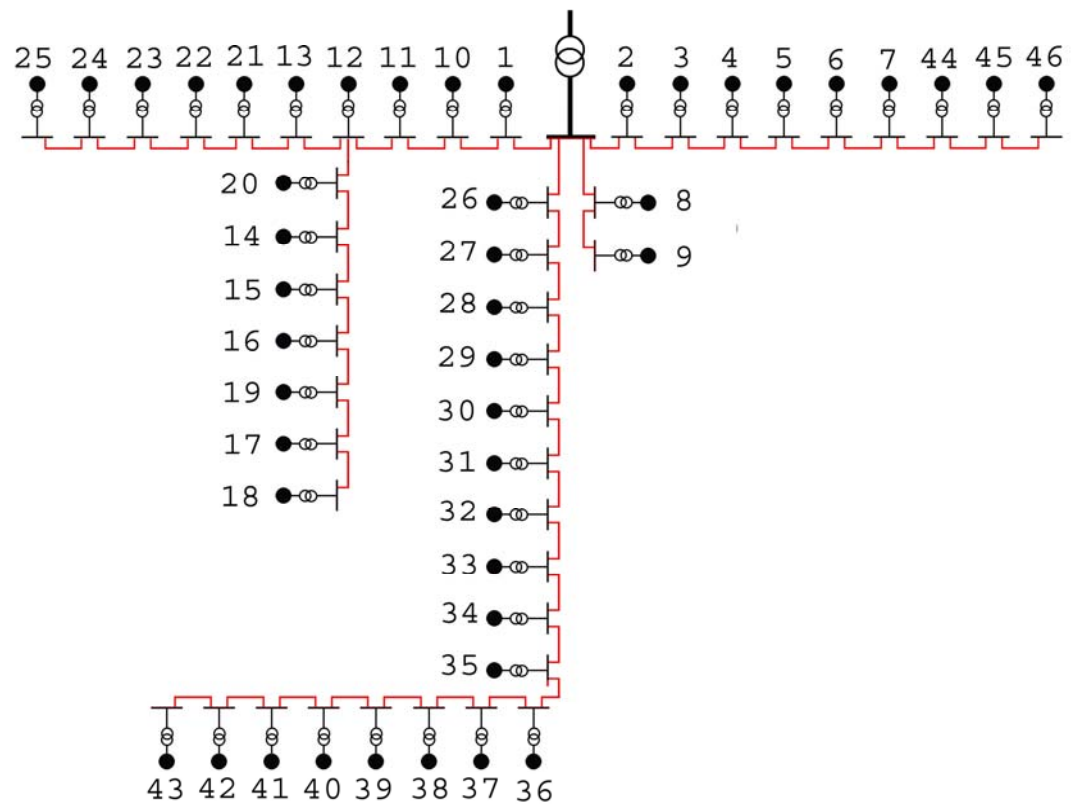


Figura 43. Cables aislados del parques eólico de El Aguallal

La información a este respecto consta en el Anexo D de este proyecto.

### 5.4.2 Línea aérea y su equivalente en $\pi$

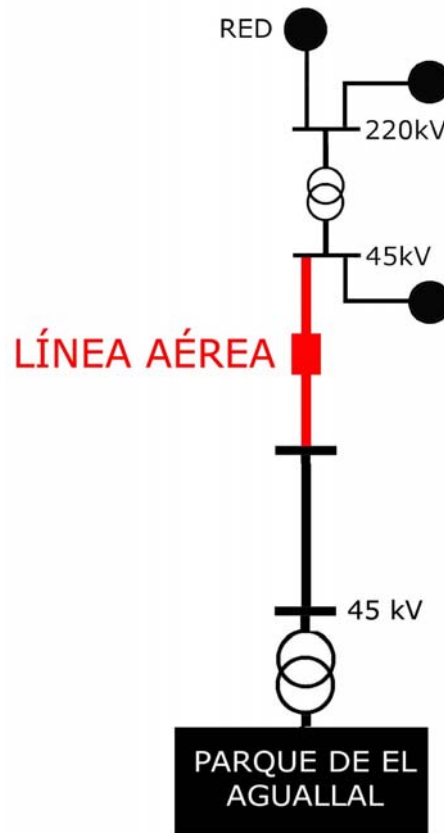


Figura 44. Posición del tramo de línea aérea que une la subestación 20/45 kV con la de Lubián 45/220 kV

La conexión a la subestación de Lubián 45/220 kV se realiza por línea aérea sobre un apoyo Olmo 400 Armado E42 y Composición 4T (Olmo 400 E42 4T)

Las distancias (m) entre la cruceta inferior y el remate o borde inferior del apoyo son:

APOYO OLMO	COMPOSICION										
	1TA	2T	2TA	3T	3TA	4T	4TA	5T	5TA	6T	6TA
150	7.00	9.80	11.65	14.30	16.25	18.90	20.95	23.45	25.60	27.75	29.95
275	7.30	9.80	12.00	14.35	16.65	18.95	21.35	23.50	26.00	27.75	30.30
400	7.45	9.85	12.25	14.40	16.85	19.00	21.55	23.50	26.10	27.80	30.50
610	7.60	9.90	12.45	14.50	17.10	19.05	21.80	23.55	26.35	27.85	30.75

Figura 45. Distancias entre cruceta y remate o borde inferior de apoyo en apoyos tipo Olmo

Luego 19 m de altura para nuestros apoyos.

Las cabezas son prismáticas de 1 m de anchura entre gramiles y las crucetas son de tipo clásico, construidas con angulares que se unen a la cabeza mediante tornillos.

Las combinaciones más usuales de cabezas, crucetas y cúpulas son las que figuran en el cuadro:

**DIMENSIONES DE LOS ARMADOS**

DENOMINACION DEL ARMADO	COTAS (m)		
	a	b	c
C3	1,80	—	—
C31	2,00	—	—
C4	2,30	—	—
E5	2,00	1,32	2,30
E42	2,00	2,02	2,30
E51	2,70	2,02	3,00
G41	2,00	2,66	2,30
G5	2,70	3,30	3,00

DENOMINACION DEL ARMADO	COTAS (m)			
	a	b	c	d
—	—	—	—	—
—	—	—	—	—
—	—	—	—	—
F5	2,00	1,32	2,30	3,01
F42	2,00	2,02	2,30	3,01
F51	2,70	2,02	3,00	4,01
H41	2,00	2,66	2,30	3,01
H5	2,70	3,30	3,00	4,01

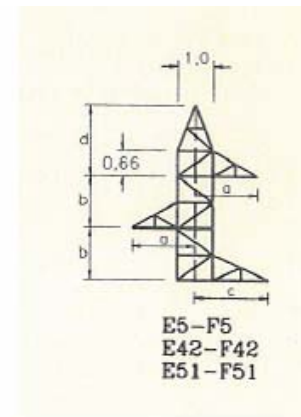


Figura 46. Dimensiones de los armados en un apoyo tipo Olmo

Lo que supone para nuestro caso unos valores de 2, 2.02 y 2.30 metros para las distancias a, b y c respectivamente.

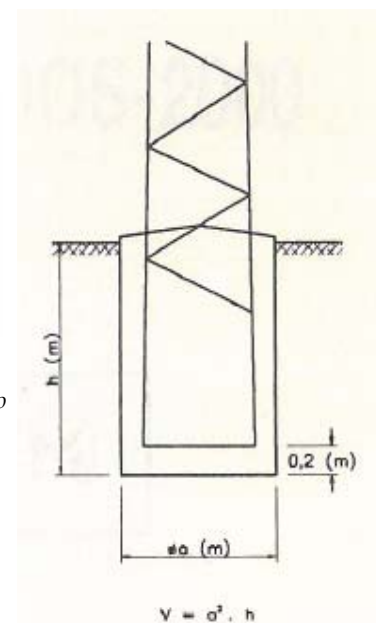
En el cuadro siguiente se indican las dimensiones necesarias para las cimentaciones de los distintos apoyos en terrenos normales ( $\rho = 10 \text{ Kg/cm}^3$ ) y el correspondiente volumen V en  $\text{m}^3$ .

ALTURA		APOYOS OLMOS			
		150	275	400	610
4T	h	2,00	2,40	2,70	3,00
	a	1,80	1,80	1,85	1,90
	V	6,48	7,78	9,24	10,83

Figura 47. Dimensiones de las cimentaciones en un apoyo tipo Olmo

De tal manera, restando al valor de altura 19 m la parte empotrada ( $2\text{ m} - 0,2\text{ m} = 1,8\text{ m}$ ), podemos hallar la altura útil del apoyo medida entre el brazo inferior y el suelo (lo que supone para nuestro caso  $19 - 1,8 = 17,2\text{ m}$ ).

Los valores característicos de una línea aérea para su representación como un cuadripolo en  $\pi$  son la resistencia de la línea, la reactancia, la capacitancia y la conductancia. Ésta última puede considerarse despreciable por lo que no la tendremos en cuenta.





#### 5.4.2.1 Cálculo de la Resistencia de la línea aérea.

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en las mismas. Para el cable utilizado, LA-280 45kV, la resistencia efectiva es, por catálogo, 0,1191  $\Omega$  /Km.

#### 5.4.2.2 Cálculo de la Reactancia

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por amperio. En el caso que nos ocupa, el cálculo de la inductancia de una línea trifásica con espaciamiento asimétrico, los enlaces de flujo y las inductancias por fase son diferentes. Con el fin de balancear las fases se pueden trasponer los conductores en intervalos regulares a lo largo de la línea, aunque, teniendo en cuenta que la asimetría de las fases de una línea que no está traspuesta es pequeña, podemos despreciarla en el cálculo de inductancias. La inductancia de la línea no traspuesta se puede tomar como el valor promedio de la reactancia inductiva de una fase de la misma línea traspuesta correctamente. Operando de esta manera es sencillo llegar a la siguiente expresión:

$$L_a = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{RMG}$$

donde RMG es el Radio Medio Geométrico  $= r' = r \cdot e^{-1/4}$  con  $r = 21,8 \text{ mm}/2 = 10,9 \text{ mm}$  (dato del fabricante), para la disposición de un conductor por fase.

A partir de la configuración de los conductores:

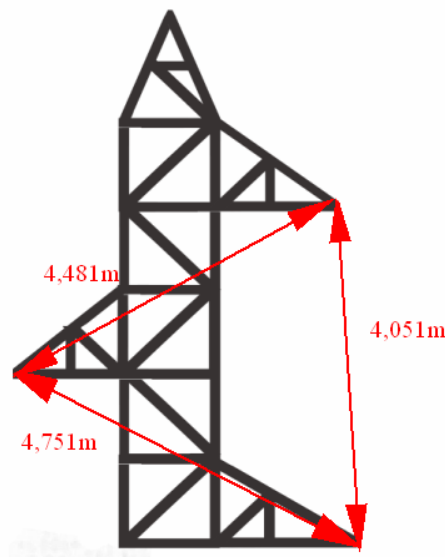


Figura 48. Distancias entre cables en el apoyo

se tiene:

$$L_a = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{RMG} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \ln \frac{\sqrt[3]{4,051 \cdot 4,751 \cdot 4,481}}{(10,9 \cdot 10^{-3}) \cdot \exp(-1/4)} =$$

$$= 2,1547 \cdot 10^{-6} H / m = 2,1547 \cdot 10^{-3} H / km$$

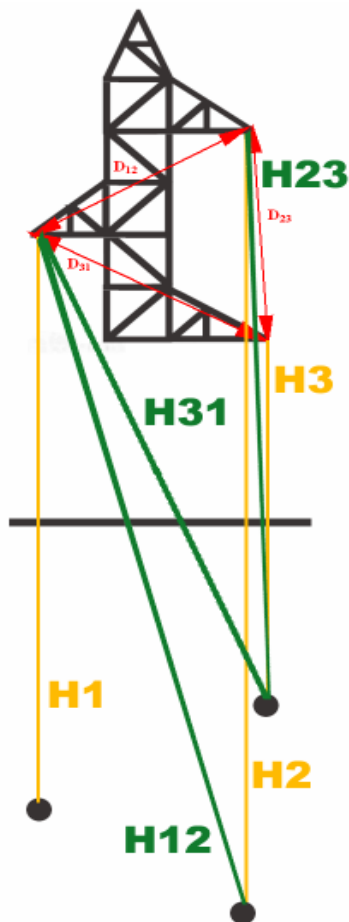
La inductancia es, por tanto,:

$$X' = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L = 100\pi \cdot 2,1547 \cdot 10^{-3} \Omega / km = 0,6769 \Omega / km$$

#### 5.4.2.3 Cálculo de la Capacitancia

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores, y origina que estos se carguen igual que las placas de un capacitor cuando existe una diferencia de potencial entre ellas.

Se demuestra que la capacitancia de una línea en la que se tiene en cuenta la alteración eléctrica que provoca el suelo es:



$$: \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{r} - \ln \frac{\sqrt[3]{H_{12} \cdot H_{23} \cdot H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1 \cdot H_2 \cdot H_3}}}$$

Lo que supone que, para nuestro caso:

$$H1 = 2 \cdot (17,8 + 2,02) \text{ m} = 39,64 \text{ m}$$

$$H2 = 2 \cdot (17,8 + 2,02 + 2,02) \text{ m} = 43,68 \text{ m}$$

$$H3 = 2 \cdot (17,8) \text{ m} = 35,6 \text{ m}$$

De manera semejante:

$$H12 = \sqrt{2^2 + (19,82 + 21,84)^2} = 41,71 \text{ m}$$

$$H13 = \sqrt{(2 + 2,3)^2 + (17,8 + 17,8 + 2,02)^2} = 37,86 \text{ m}$$

$$H23 = \sqrt{(2,3)^2 + (17,8 + 17,8 + 4,04)^2} = 39,71 \text{ m}$$

Puesto que:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \text{ m} = \sqrt[3]{4,051 \cdot 4,751 \cdot 4,481} \text{ m} = 4,418 \text{ m}$$

y  $r = 10,9 \text{ mm}$

Figura 49. Distancias para el cálculo de la capacitancia

Tenemos que la capacidad es:

$$C_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{\sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}}{r} - \ln \frac{\sqrt[3]{H_{12} \cdot H_{23} \cdot H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1 \cdot H_2 \cdot H_3}}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}}{\ln \frac{4,418}{10,9 \cdot 10^{-12}} - \ln \frac{\sqrt[3]{41,71 \cdot 37,86 \cdot 39,71}}{\sqrt[3]{39,64 \cdot 43,68 \cdot 35,6}}} = 9,268 \cdot 10^{-12} F / m$$

#### 5.4.2.3.1 Equivalente en $\pi$ de la línea aérea

Tenemos que:

$$R = 0,1191 \Omega / km$$

$$X = 0,6769 \Omega / km$$

puesto que  $C_n = 9,268 \cdot 10^{-12} F / m = 9,268 \cdot 10^{-9} F / km$

tenemos

que

$$B = \omega \cdot C_n = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_n = 100 \cdot \pi \cdot 9,268 \cdot 10^{-9} \Omega^{-1} / km = 2,912 \cdot 10^{-6} \Omega^{-1} / km$$

para una línea de  $l = 4104 m = 4,104 km$ :

$$R = 0,488 \Omega$$

$$X = 2,778 \Omega$$

$$B = 11,950 \cdot 10^{-6} \Omega^{-1}$$

donde debe suponerse  $B/2$  en derivación en cada lado del modelo en  $\pi$  de la línea.

#### 5.4.3 Z de cortocircuito ( Subestación de Lubián 220 kV con el nodo de REE)

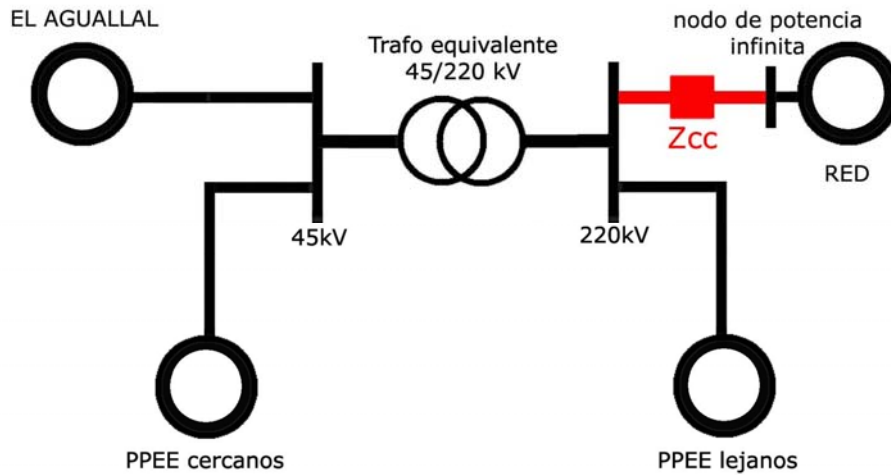


Figura 50.  $Z_{cc}$  entre el nodo de 220 kV de la subestación de Lubián y el nodo de REE

La potencia de cortocircuito de la red en un punto es:

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_n I_{cc}$$

$U_n$  es la tensión nominal e  $I_{cc}$  es la corriente de cortocircuito en ese punto de la red.

A partir del equivalente Thévenin de la red:

$$Z_{cc} = \frac{U_n / \sqrt{3}}{I_{cc}} = \frac{U_n / \sqrt{3}}{S_{cc} / \sqrt{3} U_n} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

De tal forma:

$$z_{cc}(pu) = \frac{Z_{cc}}{Z_b} = \frac{U_n^2 / S_{cc}}{U_n^2 / S_b} = \frac{S_b}{S_{cc}} = 1 / s_{cc}(pu)$$

A partir de los datos publicados por Red Eléctrica en el *Informe Anual de la Potencia de Cortocircuito en la Red de transporte en 2006* y de los datos conocidos del sistema, tenemos que:

<b>Scc percentil 50</b>	<b>2341 MVA</b>
<b>Icc percentil 50</b>	<b>6,1 kA</b>
<b>Unominal</b>	<b>220 kV</b>
<b>Sbase</b>	<b>100 MVA</b>
<b>X/R percentil 50</b>	<b>5,9</b>

Por tanto:

$$z_{cc}(pu) = 1 / s_{cc}(pu) = 1 / (2341 / 100) = 0,0427 pu$$

Puesto que:

$$\begin{aligned} z_{cc}(pu) &= \sqrt{r_{cc}^2 + x_{cc}^2}(pu) = \sqrt{r_{cc}^2(1 + 5,9^2)}(pu) \rightarrow \\ \rightarrow r_{cc} &= \frac{z_{cc}(pu)}{\sqrt{1 + 5,9^2}} = \frac{0,0427(pu)}{\sqrt{1 + 5,9^2}} = 0,0071(pu) \rightarrow \\ \rightarrow x_{cc} &= 5,9 \cdot r_{cc} = 0,0421(pu) \end{aligned}$$

# 6

## Situaciones de funcionamiento

---

## 6 Situaciones de funcionamiento

Definido el unifilar completo del sistema eléctrico al que pertenece el parque en estudio, se realiza el cálculo práctico de su curva PQ y análisis general de su integración en la red.

El parque estudiado se someterá al a sus puntos límite PQ de funcionamiento para cada velocidad de viento, teniendo en cuenta la influencia de los parques externos presentes en el sistema.

### 6.1 Interpolación sobre las curvas de potencia

El fabricante del aerogenerador proporciona la curva de potencia, dando en forma de tabla las potencia que corresponden a cada velocidad de viento en intervalos de 1 m/s.

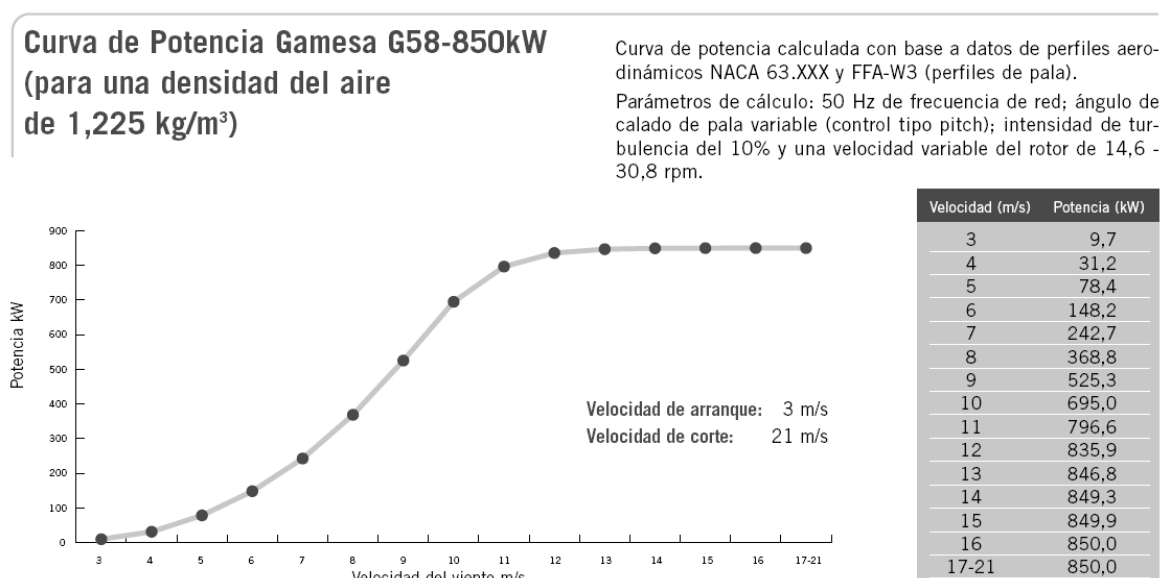


Figura 51. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G58-850 kW

Para extraer las potencia generadas en intervalos de la velocidad del viento de 0,25 m/s, utilizaremos una interpolación lineal dentro de los intervalos de 1 m/s que proporciona el fabricante.

El intervalo entre cada pareja de puntos, pues, proporcionado por el fabricante, se asumirá una recta de ecuación  $P = a_i \cdot v + b_i$ , donde  $a_i$  y  $b_i$  son los parámetros correspondientes al tramo en que se encuentre la velocidad  $v$ .

Las velocidades de conexión y corte de las máquinas G47 y G80 son 4 y 25 m/s respectivamente, mientras que la G80 genera entre 3 y 21 m/s. Esto supone que las curvas de las dos primeras máquinas son aproximadas por 21 tramos rectos, mientras que para la tercera son necesarias 17.

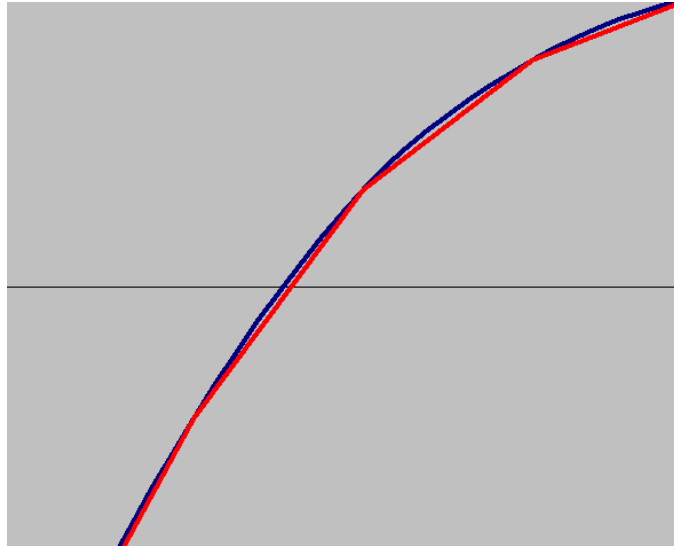


Figura 52. Detalle de la curva de potencia de una máquina Gamesa G47 aproximada por tramos rectos

Puesto que los puntos  $(P_i - v_i)$  de la curva de potencia son dados para valores naturales de la velocidad de viento, para cada recta se interpolarán 4 puntos de funcionamiento, correspondientes a sumar a cada valor  $v_i$  los incrementos  $0 \cdot \Delta v_i$ ,  $1 \cdot \Delta v_i$ ,  $2 \cdot \Delta v_i$  y  $3 \cdot \Delta v_i$ , donde  $\Delta v_i = 0,25 \text{ m/s}$ .

Para un análisis del parque eólico entre 3 y 25 m/s, estudiaremos por tanto 89 puntos de funcionamiento diferentes.

La siguiente figura muestra la relación de puntos que se van a estudiar con los puntos de las especificaciones superpuestos sobre la curva. Tal y como se observa, y según lo visto hasta ahora, las suposiciones adoptadas se ajustan al comportamiento ideal de cada máquina.

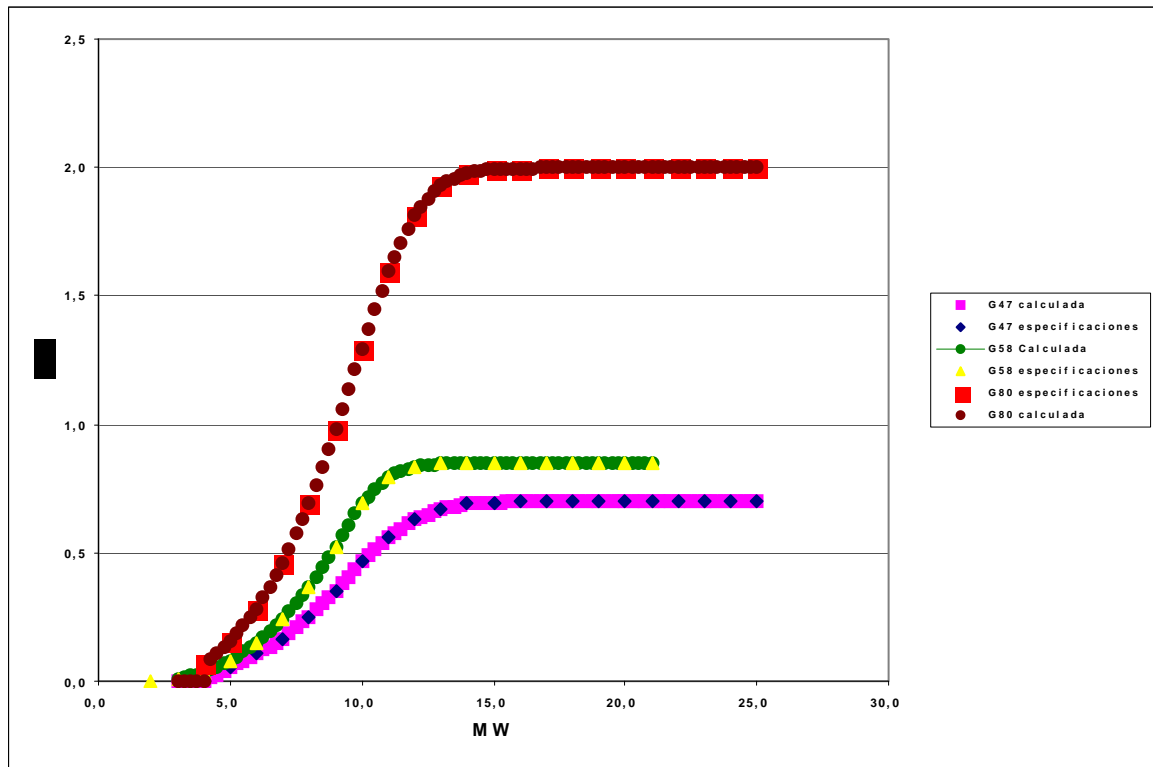


Figura 53. Puntos de funcionamiento de los aerogeneradores del parque eólico del El Aguallal

## 6.2 Programación de los puntos de funcionamiento en Visual Basic para Excel

PSS/E, siglas de Power System Simulator for Engineering, es el software de análisis utilizado para el desarrollo de los cálculos de flujos de cargas de este Proyecto de Fin de Carrera. Estos cálculos permitirán encontrar el perfil de tensiones de los nodos del sistema eléctrico en cada punto de funcionamiento.

El software, por haber sido desarrollado para el entorno Windows, permite hacer compatible las hojas de cálculo de Microsoft Excel con la propia de entrada de datos de PSS/E.

Microsoft Excel incorpora la herramienta Visual Basic para el desarrollo de aplicaciones integradas. Visual Basic es el lenguaje de programación que se ha utilizado para el cálculo automático de cada valor PQ de todos los generadores del sistema estudiado según la velocidad de viento.



Velocidad Viento (v)	Gamesa G47 (MW)	Gamesa G58 (MW)	Gamesa G80 (MW)
de 3 a 4 m/s	$P = 0$	$P = 21.5 * v - 54.8$	$P = 0$
de 4 a 5 m/s	$P = 53 * v - 212$	$P = 47.2 * v - 157.6$	$P = 85.7 * v - 276.5 ) / 1000$
de 5 a 6 m/s	$P = 53 * v - 212$	$P = 69.8 * v - 270.6$	$P = 128 * v - 488 ) / 1000$
de 6 a 7 m/s	$P = 60 * v - 254$	$P = 94.5 * v - 418.8$	$P = 177 * v - 782 ) / 1000$
de 7 a 8 m/s	$P = 86 * v - 436$	$P = 126.1 * v - 640$	$P = 233 * v - 1174 ) / 1000$
de 8 a 9 m/s	$P = 98 * v - 532$	$P = 156.5 * v - 883.2$	$P = 288 * v - 1614 ) / 1000$
de 9 a 10 m/s	$P = 14 * v - 676$	$P = 169.7 * v - 1002$	$P = 318 * v - 1884 ) / 1000$
de 10 a 11 m/s	$P = 96 * v - 496$	$P = 101.6 * v - 321$	$P = 302 * v - 1724 ) / 1000$
de 11 a 12 m/s	$P = 70 * v - 210$	$P = 39.3 * v + 364.3$	$P = 220 * v - 822 ) / 1000$
de 12 a 13 m/s	$P = 40 * v + 150$	$P = 10.9 * v + 705.1$	$P = 117 * v + 414 ) / 1000$
de 13 a 14 m/s	$P = 20 * v + 410$	$P = 2.5 * v + 814.3$	$P = 45 * v + 1350 ) / 1000$
de 14 a 15 m/s	$P = 6 * v + 606$	$P = 0.6 * v + 840.9$	$P = 15 * v + 1770 ) / 1000$
de 15 a 16 m/s	$P = 3 * v + 651$	$P = 0.1 * v + 848.4$	$P = 1995$
de 16 a 17 m/s	$P = v + 683$	$P = 850$	$P = 5 * v + 1915$
de 17 a 18 m/s	$P = 700$	$P = 850$	$P = 2000$
de 18 a 19 m/s	$P = 700$	$P = 850$	$P = 2000$
de 19 a 20 m/s	$P = 700$	$P = 850$	$P = 2000$
de 20 a 21 m/s	$P = 700$	$P = 850$	$P = 2000$
de 21 a 22 m/s	$P = 700$	$P = 0$	$P = 2000$
de 22 a 23 m/s	$P = 700$	$P = 0$	$P = 2000$
de 23 a 24 m/s	$P = 700$	$P = 0$	$P = 2000$
de 24 a 25 m/s	$P = 700$	$P = 0$	$P = 2000$

Figura 54. Aproximación por rectas de las curvas de potencia de los aerogeneradores del parque de El Aguallal

Conocidas las ecuaciones de las rectas que aproximan la curva de potencia de una máquina, es sencillo programar el cálculo de la potencia activa, interpolando en la recta correspondiente al rango de velocidades de viento entre los que estamos evaluando. Operando de esta manera para todo el rango de velocidades estudiado, obtendremos, para cada velocidad de viento, la potencia activa máxima que cada máquina sería capaz de generar.

Si ya tenemos los valores de activa, el cálculo del valor del flujo de potencia reactiva se calcula interpolando en la curva PQ, cuyas ecuaciones han sido igualmente integradas en la macro.

	MÁQUINA GAMESA G47 (Q en kVAr)	
	INDUCTIVO	CAPACITIVO
de 0 a 50kW	$Q = 4.6P$	$Q = 4.6P$
de 50 a 580kW	$Q = -230$	$Q = 230$
de 580 a 680kW	$Q = 2.3P - 1564$	$Q = -2.3P + 1564$
a partir de 680kW	$Q = 0$	$Q = 0$
	MÁQUINA GAMESA G58 (Q en kVAr)	
	INDUCTIVO	CAPACITIVO
de 0 a 100kW	$Q = -2.8P$	$Q = 2.8P$
de 100 a 730kW	$Q = -280$	$Q = 280$
de 730 a 830kW	$Q = 2.8P - 2324$	$Q = -2.8P + 2324$
a partir de 830kW	$Q = 0$	$Q = 0$
	MÁQUINA GAMESA G80 (Q en kVAr)	
	INDUCTIVO	CAPACITIVO
de 0 a 200kW	$Q = -3.275P$	$Q = 3.275P$
de 200 a 1370kW	$Q = -655$	$Q = 655$
de 1370 a 1770kW	$Q = 1.1375P - 2213.375$	$Q = -1.1375P + 2213.375$
de 1770 a 2000kW	$Q = -200$	$Q = 200$

Figura 55. Ecuaciones por tramos de las curvas PQ de fabricante para cada aerogenerador

Las dos operaciones anteriores permiten obtener la potencia activa y reactiva de cada máquina del parque de El Aguallal en cada instante, siempre que la tensión en bornas de máquina se mantenga en un  $\pm 0,05$  p.u. en torno a la nominal.

Si la tensión obtenida tras el cálculo del flujo de cargas correspondiente esta fuera de ese rango, hay que limitar el flujo de reactiva intercambiado para evitar la desconexión. Según se vio en capítulos anteriores, el valor de Q se desligará del valor de P, lo que nos obligará fijar su valor según el nivel de tensión.

Además de los 46 generadores que forman el parque en estudio, existen los dos que modelan el funcionamiento de los parques eólicos conectados a 45 kV y los parques lejanos. El valor de sus potencias nominales es conocido. El valor de la reactiva intercambiada con el sistema vendrá definido por el factor de potencia con que trabaje el parque de El Aguallal.

De esta manera, la macro programada en Excel tiene 1880 líneas de código y permite, introducida por el usuario la velocidad de viento correspondiente, obtener por pantalla los valores (P,Q) de todos los generadores equivalentes modelados.

A	B	E	F	G	H	I	J	AE	AF
Bes Num	Bes Name	Pges (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qges (MVar)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)		
11	1-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177	VELOCIDAD DE VIENTO (m/s)	+
21	2-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177	14,00	
31	3-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
41	4-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
51	5-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
61	6-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
71	7-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
81	8-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
91	9-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
101	10-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
111	11-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
121	12-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
131	13-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
141	14-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
151	15-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
161	16-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
171	17-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
181	18-BT(G47) 0.63000	0,630000	0,630000	0,630000	-0,019177	-0,019177	-0,019177		
191	19-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
201	20-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
211	21-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
221	22-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
231	23-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
241	24-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
251	25-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
261	26-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
271	27-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
281	28-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
291	29-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
301	30-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
311	31-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
321	32-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
331	33-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
341	34-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
351	35-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
361	36-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
371	37-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
381	38-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
391	39-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
401	40-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
411	41-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
421	42-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
431	43-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
441	44-BT(G80) 0.63000	1,380000	1,380000	1,380000	-0,200000	-0,200000	-0,200000		
451	45-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
461	46-BT(G58) 0.63000	0,849300	0,849300	0,849300	-0,001503	-0,001503	-0,001503		
45003	45-45/220KV 45.000	61,171307	61,171307	61,171307	-0,353633	-0,353633	-0,353633		
220001	220-45/220KV 220.00	155,090583	155,090583	155,090583	-2,433527	-2,433527	-2,433527		
220002	REE 220.00	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000		
								Factor de Potencia Acciona	
								1,000	
								Factor de Potencia Gec	
								1,000	
								Factor de Potencia Aguallal	
								1,000	
								Phi	
								0,02	
								Factor de Potencia Acciona	
								1,000	
								Factor de Potencia Gec	
								1,000	
								-515,977	
								39,42%	
								P G47 (kW)	642
								Q G47 (kVar)	690
									-19,18
								P G58 (kW)	786
								P G58 (kVar)	849,3
								Q G58 (kVar)	-1,50
								P G80 (kW)	1645
								Q G80 (kVar)	1980
									-200,00
								P resto (MW)	61,17
								Q resto (MVar)	-0,36
								P Gec (MW)	155,09
								Q Gec (MVar)	-2,43
									-584,26
								Calcular	

Figura 56. Vista general de la macro desarrollada para el cálculo de potencias

Una vez obtenidos los valores, se trasladaban a la hoja de cálculo de PSS/E, cuyo modelo de tabla para la introducción de las potencias es idéntico al desarrollado en la macro, procediendo al cálculo del flujo de cargas correspondiente.

### 6.3 Flujos de cargas

Definidos todos los nodos generadores como nodos PQ, la variable fundamental que obtendremos tras cada cálculo de flujo de potencias será la tensión, que nos permitirá analizar y sacar conclusiones sobre el comportamiento del parque estudiado. Además de la tensión, se han obtenido los valores de corrientes por las líneas así como los valores de potencia inyectados en los nodos más característicos, como lados de alta y baja tensión de transformadores, nodos de la red de transporte y oscilante.

Se realizarán para este análisis final más de 90 flujos de cargas en el sistema, uno para cada punto de funcionamiento. Tras cada cálculo se estudiará el nivel de tensión en bornas de cada una de las 46 máquinas que componen el parque eólico de El Aguallal, con el fin de adecuar su respuesta lo más posible a la realidad. Es decir, la regulación de  $Q - U$  será realizada intentando emular el funcionamiento real de los equipos de control.

# 7

## Resultados

---

## 7 Resultados

Se presentan a continuación los resultados del estudio práctico mas importante del Proyecto.

### 7.1 Saturación de las máquinas por tensiones altas. Estudio del comportamiento d las máquinas en régimen capacitivo

En períodos punta de demanda, el Operador del Sistema Eléctrico pide a los generadores la inyección de potencia reactiva para mantener la estabilidad de la Red. Como se ha visto, el Real Decreto 661, que regula la generación renovable, estipula unos valores de bonificación por el grado de compensación de energía reactiva que las máquinas sean capaces de proporcionar.

El primer resultado del estudio general presenta la evolución de la saturación de los generadores por tensiones en el parque eólico en régimen capacitivo (entendido el concepto ‘saturación por tensiones’ como el estado de una máquina cuando alcanza alguno de sus límites de tensión a partir del cuál deja de regular reactiva).

Se ha obtenido lo siguiente:

Bus Name	1.05 p.u.		1.07 p.u.		1.075 p.u.		1.080 p.u.	
	Vmax (m/s)	Gmax kVar	Vmax (m/s)	Gmax (60%) kVar	Vmax (80%) (m/s)	Gmax (60%) kVar	Vmax (60%) (m/s)	Gmax (40%) kVar
1-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
2-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
3-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
4-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
5-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
6-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
7-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
8-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
9-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
10-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
11-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
12-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
13-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
14-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
15-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3				
16-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3	8	73,1		
17-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3	8	73,1		
18-BTIG47)	4,5	121,3	6,25	97,3	8	73,1		
19-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
20-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
21-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
22-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
23-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
24-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
25-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
26-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
27-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
28-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	7,25	92,1		
29-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	7	92,1		
30-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
31-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
32-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
33-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
34-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
35-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
36-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
37-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1		
38-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1	8	61,4
39-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,75	92,1	8	61,4
40-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,25	92,1	8	61,4
41-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,25	92,1	8	61,4
42-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,25	92,1	8	61,4
43-BTIG58)	4,5	153,4	5,25	122,8	6,25	92,1	8	61,4
44-BTIG80)	4,5	387,5	6,25	286,0				
45-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		
46-BTIG58)	4,5	153,4	5,75	122,8	7,25	92,1		

Figura 57. Evolución del alcance de los límites de tensión con la velocidad de viento

En régimen de funcionamiento capacitivo, en el que los aerogeneradores inyectan potencia reactiva en la red, las máquinas más alejadas de la subestación 20/45 kV tienden a alcanzar valores de tensión en bornas mayores que el resto. Estos valores de tensión, además, se alcanzarán con mayor rapidez cuanto mayor sea la reactiva inyectada por la máquina.

Las G58 conectan a 3 m/s, se observa cómo, en el momento en que se conectan las máquinas G47 (1 a 18) y G80 (44), lo que se produce a 4 m/s, el sistema general tiende a saturar muy pronto. A una velocidad de viento de 4,5 m/s los 46 aerogeneradores que conforman el parque alcanzan o ya han alcanzado su tensión crítica en bornas de 1,05 p.u., entrando en la zona de regulación 2, lo que les obliga a dejar de regular reactiva y mantenerla constante a partir de entonces.

Las máquinas mantienen la reactiva constante pero se sigue incrementando la activa a medida que aumenta la velocidad de viento, lo que da lugar a un incremento de tensión en bornas.

Este aumento de la tensión es más acentuado en las máquinas alejadas de la subestación y en aquellas que mayor reactiva están dando.

Se verifica lo siguiente:

A la tensión 1,05 p.u., las G47 están generando 122 kVAr, las G58 153 kVAr y 357 kVAr la G80. Estos son los valores máximos de reactiva que pueden dar las máquinas en el parque eólico estudiado para este régimen de funcionamiento. O lo que es lo mismo, en régimen capacitivo y para las condiciones de nuestro parque:

- las máquinas G47 pueden proporcionar como máximo un 53% de la reactiva máxima fijada por el fabricante
- las máquinas G58 pueden proporcionar como máximo un 54% de la reactiva máxima fijada por el fabricante
- las máquinas G80 puede proporcionar como máximo un 59% de la reactiva máxima fijada por el fabricante

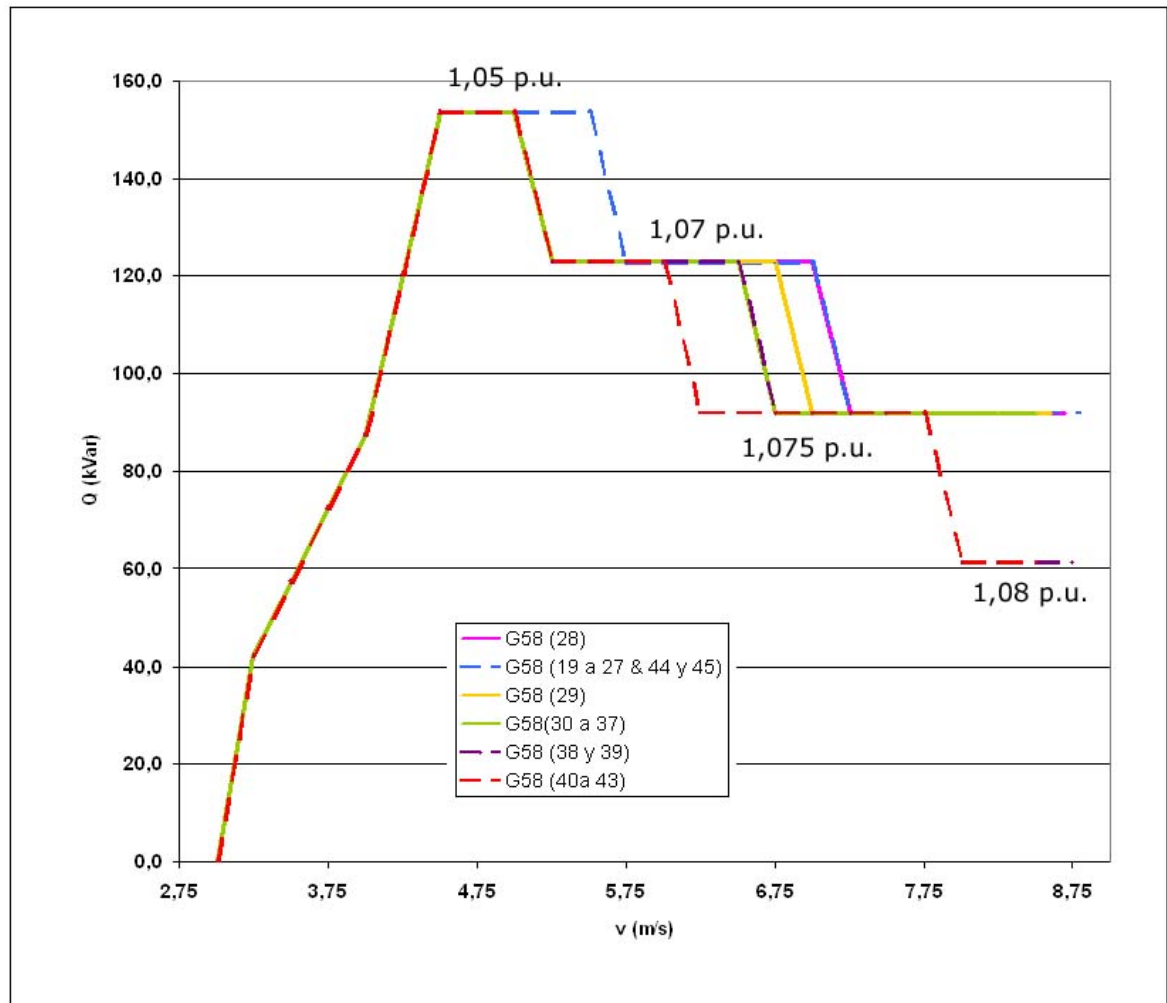


Figura 58. Evolución de la generación de reactiva con la velocidad de viento en las G58 hasta el momento en que se alcanza la tensión máxima en el sistema (a 8 m/s)

La gráfica muestra la evolución de la generación de reactiva a medida que aumenta la velocidad de viento en las máquinas G58 hasta el momento en que se alcanzan las tensión máxima en algún nodo del sistema (en este caso el nodo al que está conectada la máquina 43 en torno a 8 m/s). Los tramos horizontales de cada curva indican las zonas de velocidad de viento en que se alcanza algunos valores de críticos tensión, viéndose que ya a la velocidad de 4,5 m/s hay máquinas que comienzan a saturar por tensión.

La gráfica siguiente corresponde al resto de máquinas, tipos G47 y G80.

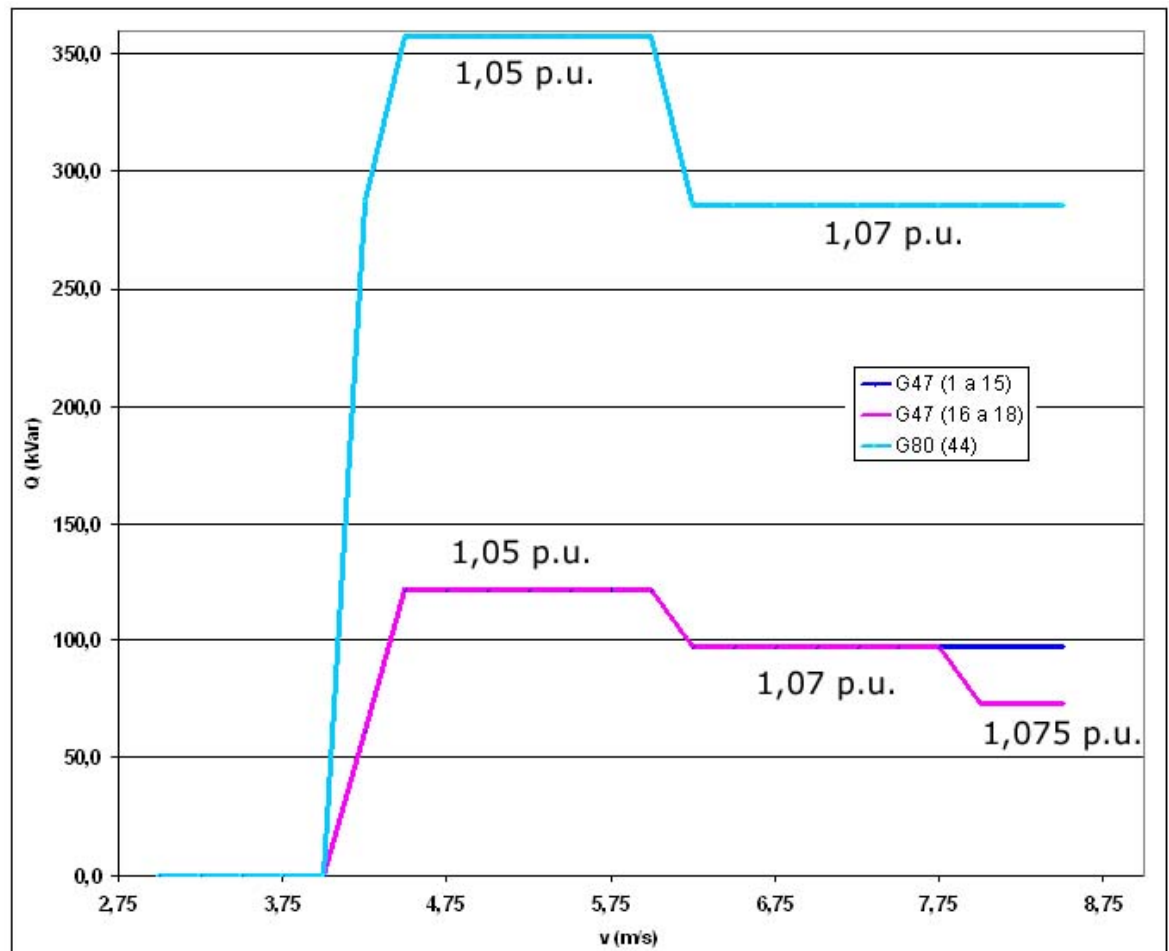


Figura 59. Evolución de la generación de reactiva con la velocidad de viento en las G47 y la G80 hasta el momento en que se alcanzan las tensión máxima en el sistema (a 8 m/s)

Se observa cómo las máquinas 16 a 18 se ven obligadas a disminuir la reactiva generada por causa de la sobretensión, entre 7,75 y 8 m/s, mientras que el resto de G47 (1 a 15) permanecen estables a esta velocidad. La G80 alcanza la tensión de 1,05 p.u. en torno a los 4,5 m/s y se ve obligada a reducir la reactiva aportada entre los 5,75 y los 6 m/s para mantenerse funcionando de manera estable hasta la recuperación de su curva PQ.

El gráfico de tensiones máximas alcanzadas se muestra a continuación:



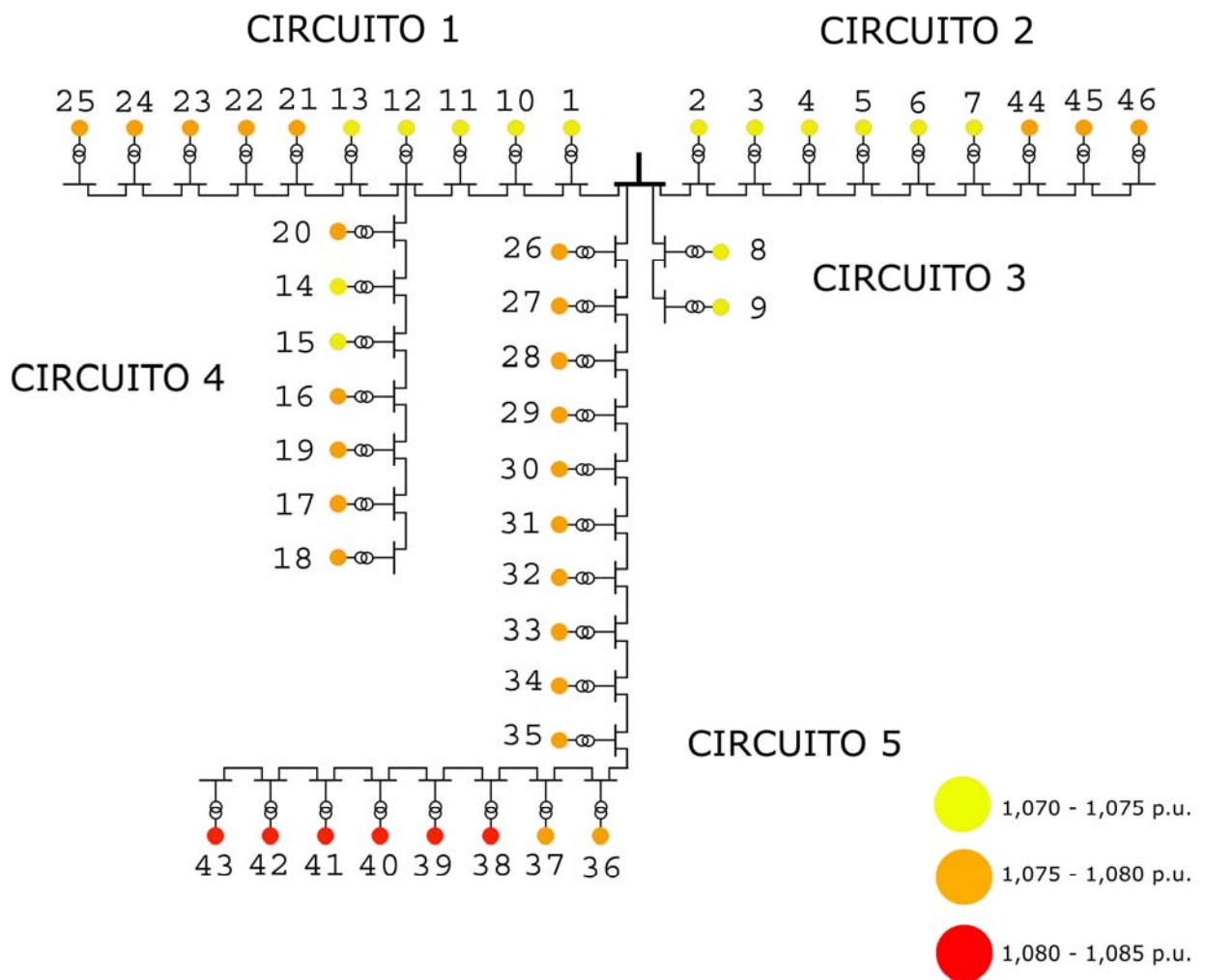


Figura 60. Régimen capacitivo. Diagrama con las tensiones máximas alcanzadas por cada aerogenerador del parque estudiado.

Se observa cómo la saturación de las máquinas se va produciendo desde máquinas más alejadas al punto de evacuación. Aunque no sólo depende de la lejanía. Como ejemplo, la máquina 15, G47 emplazada después de la 20 (G58), no alcanza valores de tensión tan altos como la segunda, aunque la segunda esté más cercana al punto de evacuación. La G58 nº 20 está dando un valor superior de reactiva que favorece el incremento de tensión en el nodo.

Si tuviéramos dos máquinas iguales, emplazadas en dos puntos eléctricamente exactos de un parque eólico (es decir, que las características de la red aguas arriba y debajo de las máquinas fueran exactamente las mismas), alcanzaría tensiones superiores en bornas aquella que estuviera aportando más potencia reactiva al sistema.

## 7.2 Saturación de las máquinas por tensiones bajas. Estudio del comportamiento de las máquinas del parque eólico en régimen inductivo.

Este estudio presenta la evolución de la saturación de los generadores por tensiones en el parque eólico en régimen inductivo. Los generadores en este régimen de funcionamiento se ven obligados a absorber energía reactiva, como sucede durante las horas valle.

La evolución con la velocidad de viento de la reactiva generada en este período para cada aerogenerador se muestra en la figura siguiente:

Bus Name	0.95 p.u.		0.93 p.u.		0.925 p.u.	
	Vmin (m/s)	Qmin kVar	Vmin (m/s)	Qmin (80%) kVar	Vmin (80%) (m/s)	Qmin (60%) kVar
1-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0	10,5	109,5
2-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0	10,5	109,5
3-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
4-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
5-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
6-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
7-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
8-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0	10,5	109,5
9-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0	10,5	109,5
10-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
11-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
12-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
13-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
14-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
15-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
16-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
17-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
18-BT(G47)	4,75	182,5	8	146,0		
19-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
20-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
21-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
22-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
23-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
24-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
25-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
26-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
27-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
28-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
29-BT(G58)	4,75	186,5				
30-BT(G58)	4,75	186,5				
31-BT(G58)	4,75	186,5				
32-BT(G58)	4,75	186,5				
33-BT(G58)	4,75	186,5				
34-BT(G58)	4,75	186,5				
35-BT(G58)	4,75	186,5				
36-BT(G58)	4,75	186,5				
37-BT(G58)	4,75	186,5				
38-BT(G58)	4,75	186,5				
39-BT(G58)	4,75	186,5				
40-BT(G58)	4,75	186,5				
41-BT(G58)	4,75	186,5				
42-BT(G58)	4,75	186,5				
43-BT(G58)	4,75	186,5				
44-BT(G80)	4,75	427,6	9,25	342,1		
45-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		
46-BT(G58)	4,75	186,5	9,25	149,2		

Figura 61. Evolución del alcance de los límites de tensión con la velocidad de viento

En régimen de funcionamiento inductivo, en el que los aerogeneradores consumen potencia reactiva de la red, las máquinas más alejadas al punto de evacuación tienden a alcanzar valores de tensión en bornas mayores que el resto, aunque a velocidades de viento superiores a las que se daban cuando comenzaban a saturar los aerogeneradores alejados en régimen capacitivo.

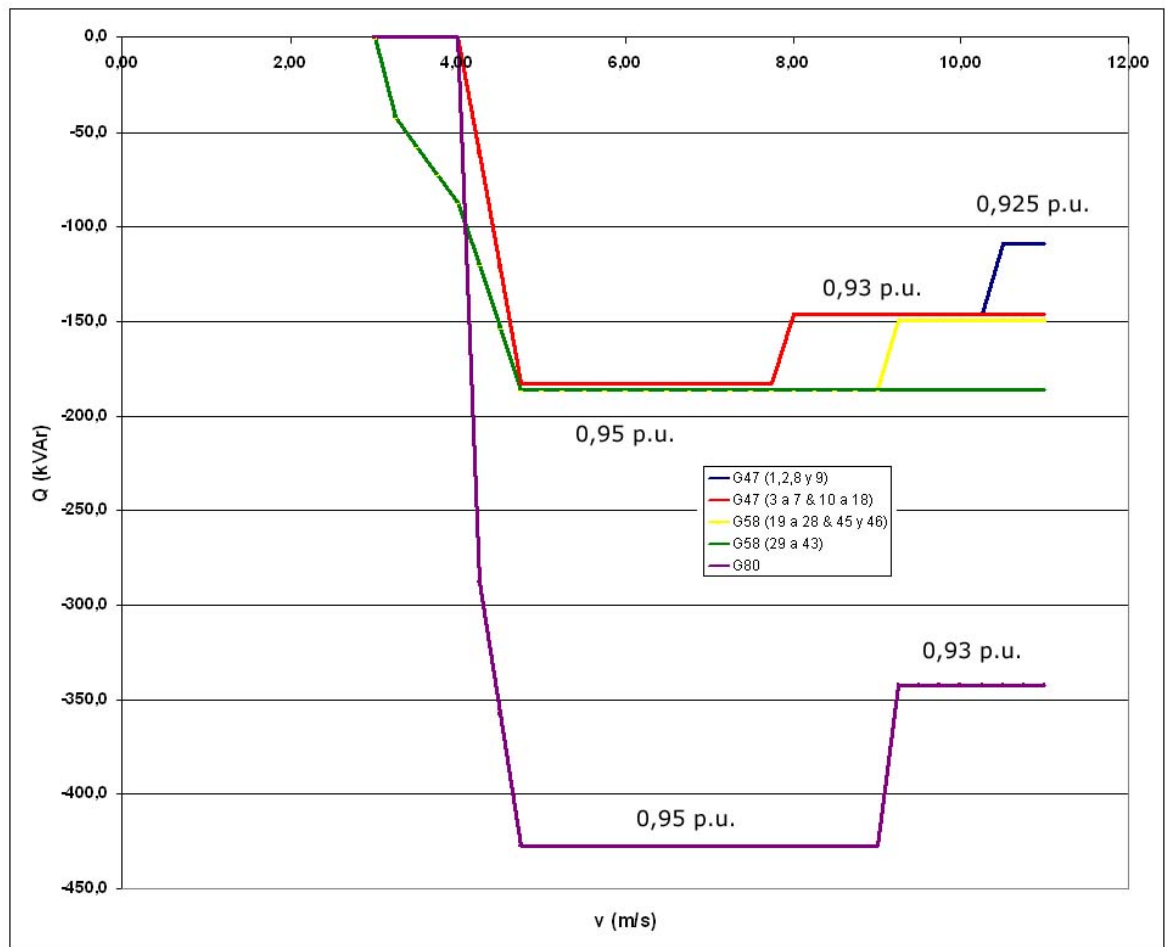


Figura 62. Evolución de la generación de reactiva con la velocidad de viento en las máquinas hasta el momento en que se alcanza la tensión mínima en el sistema (en torno a 10,5 m/s)

Tal y como sucedía en régimen capacitivo, en el momento en que conectan todas las máquinas, se tiende a alcanzar valores muy bajos de tensión en bornas muy pronto. Debemos tener en cuenta que el caso estudiado obliga a los aerogeneradores a dar su límite mínimo de reactiva desde la conexión.

A una velocidad de viento de 4,75 m/s todos los aerogeneradores alcanzan su tensión de 0,95 p.u., tensión crítica de entrada a la Zona 2 inductiva.

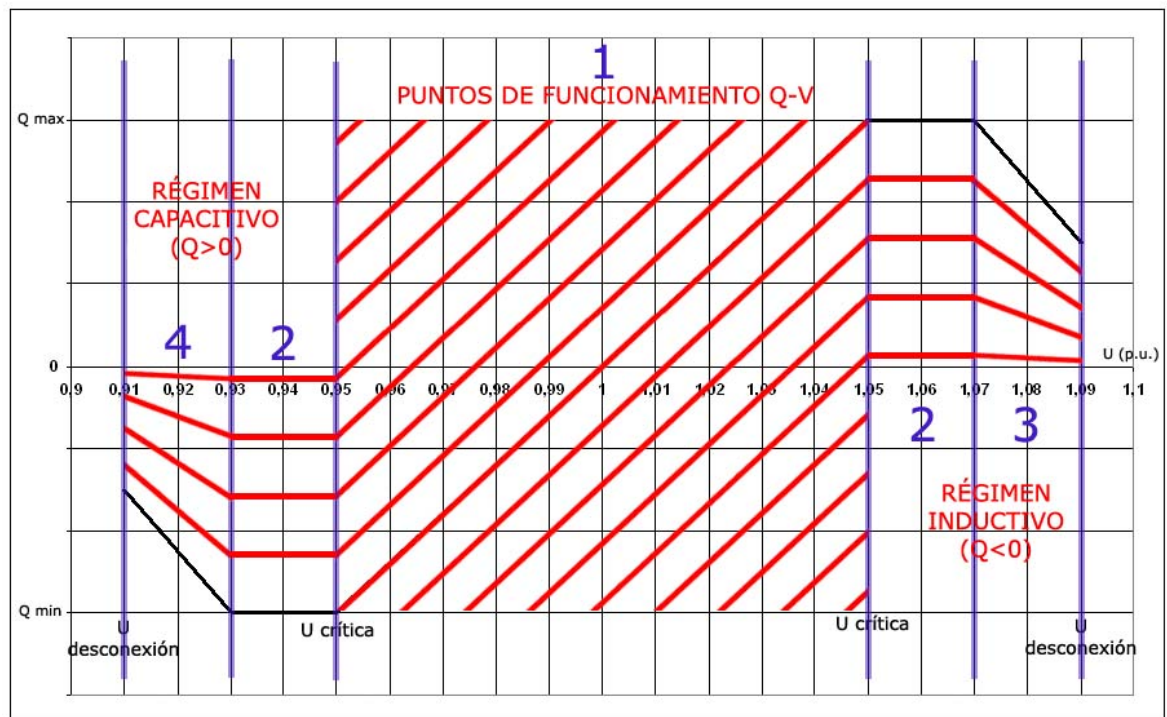


Figura 63. Zonas de regulación de la potencia reactiva de un aerogenerador doblemente alimentado

Al alcanzar su tensión crítica en bornas de 0,95 p.u., dejan por tanto de regular reactiva y la mantienen constante a partir de entonces.

Tras un incremento en la velocidad de viento hasta los 8 m/s, se produce la saturación a 0,93 p.u. en todas las máquinas G47. Como sucedía en la fase capacitiva, no sólo la distancia al punto de evacuación afecta sino también el nivel de reactiva consumida, tal que, cuanto mayor sea ésta mayor será el nivel de tensión alcanzado. Estas máquinas se ven obligadas a reducir el valor de reactiva que consumen de la red para evitar problemas por tensiones bajas.

No es hasta los 9,25 m/s cuando algunas G58 alcanzan ese valor de tensión en bornas, mientras que las tensiones más bajas se darán en torno a los 10,25 m/s.

La evolución de la saturación por subtensiones de las máquinas en régimen inductivo es mucho menos acentuada que la propia del régimen capacitivo.

El gráfico de tensiones mínimas nos da una idea del grado de saturación por subtensiones en el parque durante el régimen de funcionamiento inductivo:

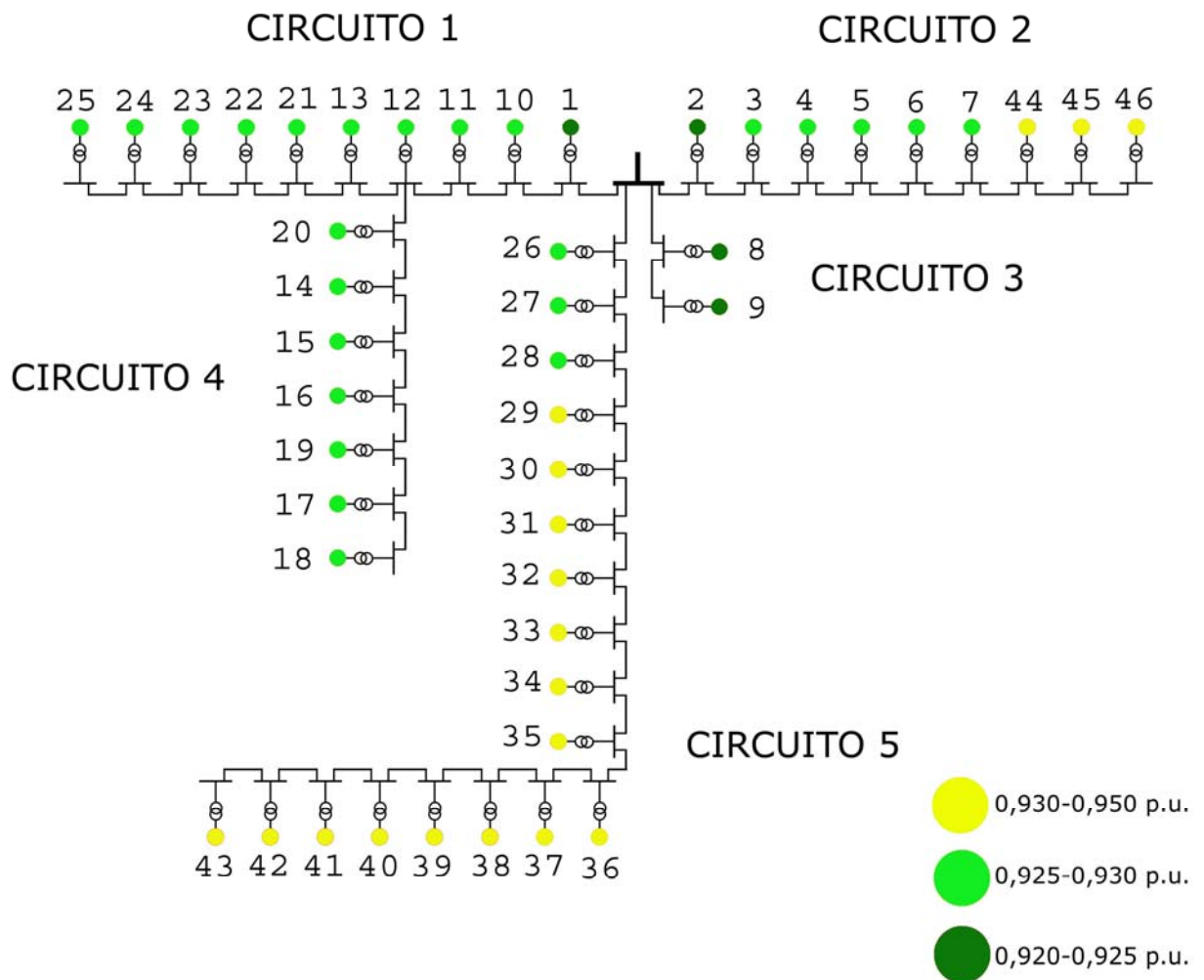


Figura 64. Diagrama con las tensiones mínimas alcanzadas por cada aerogenerador del parque estudiado.

La regulación de reactiva es más complicada, por tanto, cuando las máquinas trabajan bajo régimen capacitivo. Bajo estas condiciones, los aerogeneradores aportan energía reactiva a la red dando lugar a saturaciones por sobretensiones muy acentuadas en los nodos generadores del sistema eléctrico. Recordemos el concepto “saturación por sobretensiones”, ya introducido, cómo la situación a la que se ve abocada una máquina siempre que alcanza en bornas un nivel de tensión crítico:

- 1,05 p.u. momento a partir del cuál se mantiene constante el valor de reactiva para evitar la sobretensión en bornas del generador.
- 1,07 p.u. , momento a partir del cuál se empieza a reducir la reactiva aportada al sistema para evitar la desconexión del aerogenerador.

En este régimen, además, las tensiones altas se alcanzan muy rápidamente, sin dar apenas tiempo a que la velocidad de viento aumente hasta valores razonables para los que las máquinas darían una potencia cercana a la nominal.

El régimen inductivo es mucho más suave. La “saturación por subtensiones”, debe ser entendida como la situación en la que una máquina alcanza alguno de los niveles críticos en este régimen:

- 0,95 p.u. momento a partir del cuál se mantiene constante el valor de reactiva para evitar la subtensión en bornas del generador.
- 0,93 p.u. , momento a partir del cuál empieza a aumentar la reactiva aportada al sistema para evitar la desconexión del aerogenerador.

La saturación se produce a velocidades razonablemente altas. Las máquinas, por tanto, son capaces de absorber del sistema la reactiva máxima definida por el fabricante hasta velocidades más altas de viento.

En régimen inductivo y para las condiciones de nuestro parque:

- las máquinas G47 pueden proporcionar como máximo un 79% de la reactiva mínima fijada por el fabricante
- las máquinas G58 pueden proporcionar como máximo un 67% de la reactiva mínima fijada por el fabricante
- las máquinas G80 puede proporcionar como máximo un 65% de la reactiva mínima fijada por el fabricante

### **7.3    *Estudio de la evolución de la tensión de los nodos de 20kV en los regímenes capacitivo e inductivo***

Este estudio muestra la diferencia en el nivel de tensión alcanzado en la primera y última máquina de un mismo ramal del parque eólico estudiado.

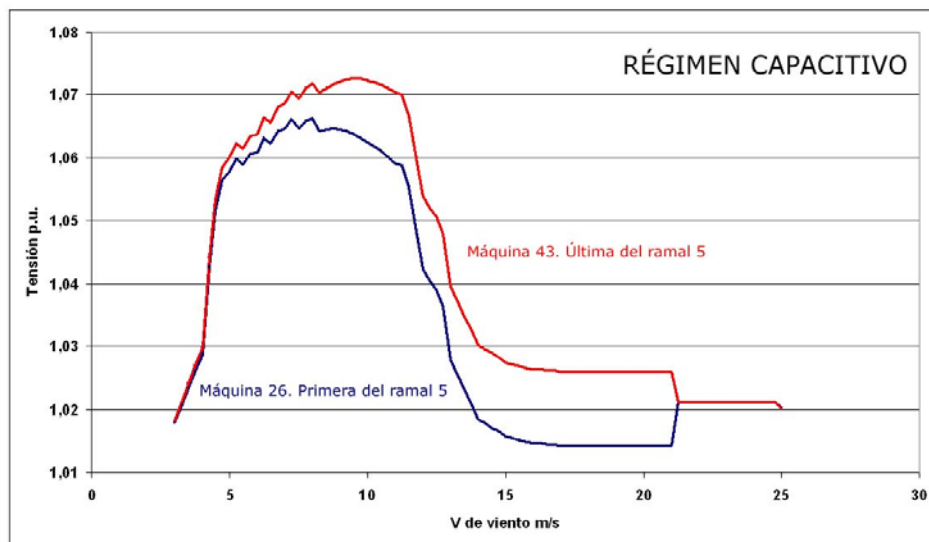


Figura 65. Evolución de la tensión con la velocidad de viento en dos máquinas extremas del mismo ramal en régimen capacitivo

Tanto la potencia activa como reactiva inyectadas en el sistema favorecen el incremento de tensión en los nodos. El flujo de reactiva va tensiones mayores a menores, esto es, de la máquina más alejada de subestación (43) a la más cercana (26). Antes de la conexión de las máquinas G47 y G80, que se produce a 4 m/s, la tensión es la misma en todos los nodos del circuito 5 del diagrama unifilar. A partir del momento en que se produce la conexión de todas las máquinas el nivel de tensión varía, incrementándose a medida que nos alejamos del punto de evacuación.

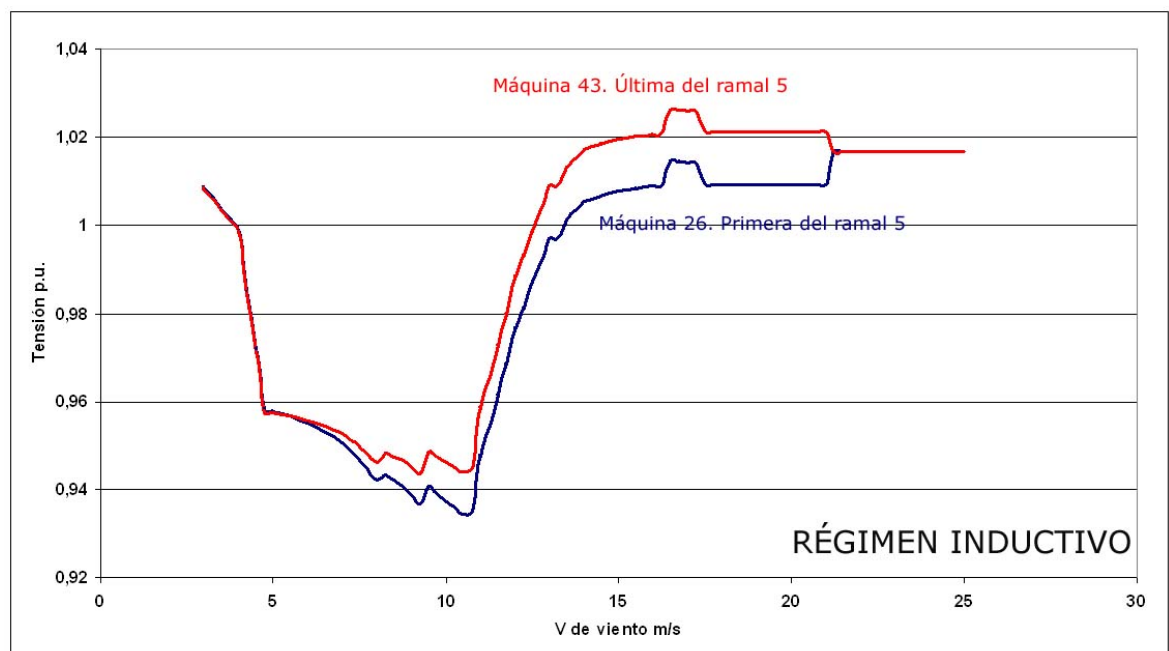


Figura 66. Evolución de la tensión con la velocidad de viento en dos máquinas extremas del mismo ramal en régimen inductivo

El comportamiento esperado en régimen inductivo es que sean las máquinas más cercanas al punto de evacuación, las que alcancen tensiones mayores. En régimen inductivo, la inyección de activa y el consumo de reactiva tienen efectos contrarios en el nivel de tensión en bornas de la máquina. La activa producida tiende a aumentarla, mientras que la reactiva detrída tiende a disminuirla. En caso de una red en la que  $R \ll X$ , podríamos asumir un problema desacoplado. La reactiva dependería de los niveles de tensión de los nodos, fluyendo de valores altos a valores más bajos. Por su parte, la activa fluiría en el sentido de desfases de tensión decrecientes. Aplicado al ramal 5, esta hipótesis nos haría esperar una tensión mayor en los nodos cercanos al punto de evacuación y una menor en los más alejados, esto es, la tensión de la máquina 26, primera del ramal 5, sería superior a la de la máquina 43, última del ramal. La realidad muestra lo contrario. No podemos asumir un problema desacoplado por la gran influencia que tiene la inyección de activa en el incremento de la tensión en bornas de las máquinas, debido, entre otras cosas, a la importancia de la  $R$  en la red del parque eólico estudiado. Es por tanto necesario realizar los cálculos de flujos de cargas mediante Full Newton Raphson y no un mediante un Newton Raphson Desacoplado.

#### **7.4 Curvas PQ obtenidas para los aerogeneradores**

Las curvas PQ reales de las máquinas se obtienen de comparar la potencia activa generada con la reactiva inyectada y consumida del sistema. Nos permitirá conocer cuáles son los límites prácticos de potencia reactiva entre los que la máquina es capaz de regular para cada nivel de potencia activa en el caso límite estudiado, en el que se obliga a los aerogeneradores a dar la máxima reactiva permitida por sus curvas PQ teóricas.

##### **7.4.1 Curvas PQ obtenidas para los aerogeneradores G47**

Según las características de regulación de las máquinas G47-700kW obtenidas se tienen 3 tipos de curvas para esta tecnología:



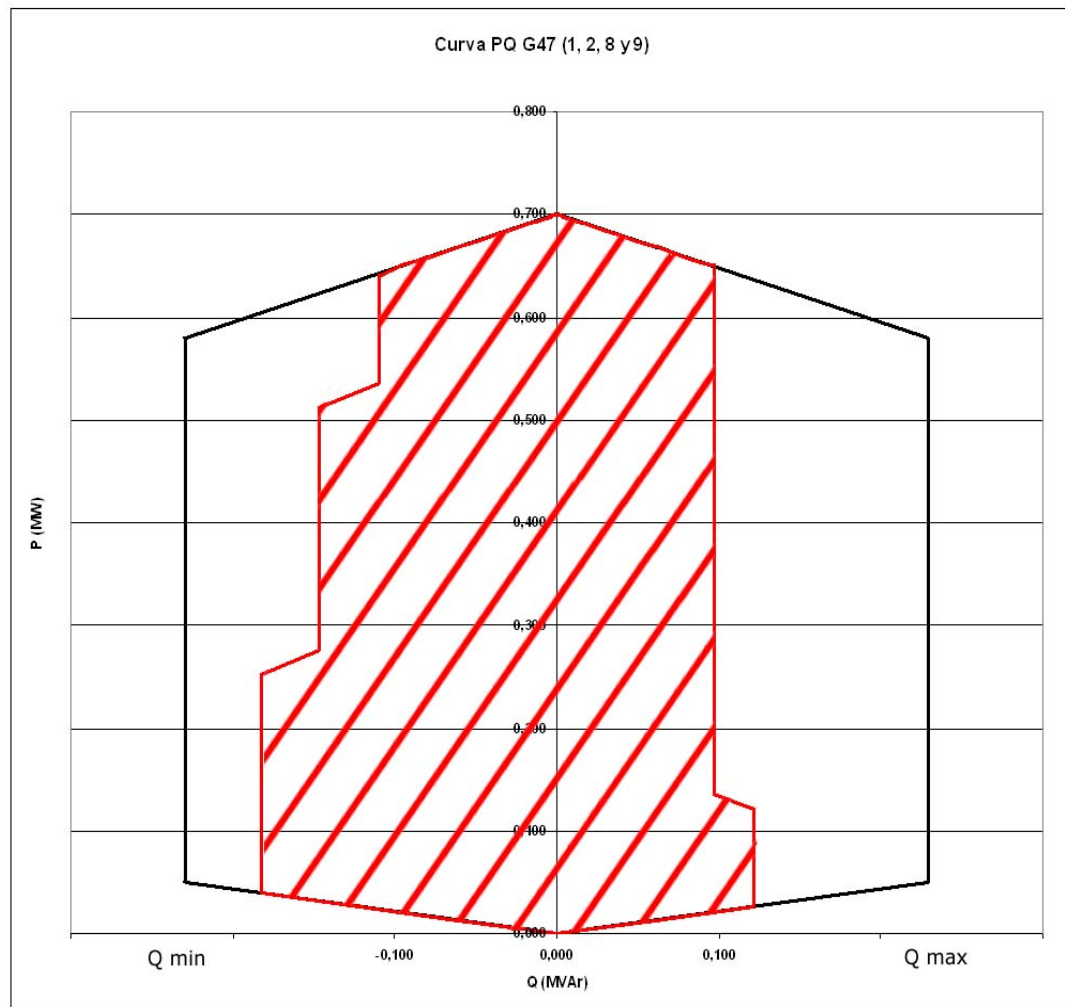


Figura 67. Curva PQ máquinas Gamesa G47 1, 2, 8 y 9

Las máquinas Gamesa G47-700 kW 1, 2 y 8 están conectadas directamente al nodo de subestación 20/45 kV. La máquina 9 está al final del circuito 3. La figura muestra la zona PQ de funcionamiento de estos aerogeneradores.

La regulación en régimen capacitivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (26,5 kW, 121,9 kVar), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. Esta tensión es alcanzada casi en el mismo momento por todas las máquinas. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 6,25 m/s para un valor de activa generada de 121 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 121,9 a 97,5 kVar para evitar sobretensiones.

La regulación en régimen inductivo sufre tres limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de (39,75 kW, 182,5 kVar). La tensión límite 0,93 p.u. se da a 8 m/s con una generación de activa de 252 kW, obligando a reducir la reactiva de 182,5 a 146 kVar para evitar tensiones muy bajas. La tensión

límite 0,925 p.u. se da a 10,5 m/s para una generación de 512 kW , la máquina disminuye la reactiva consumida hasta 109,5 kVAr.

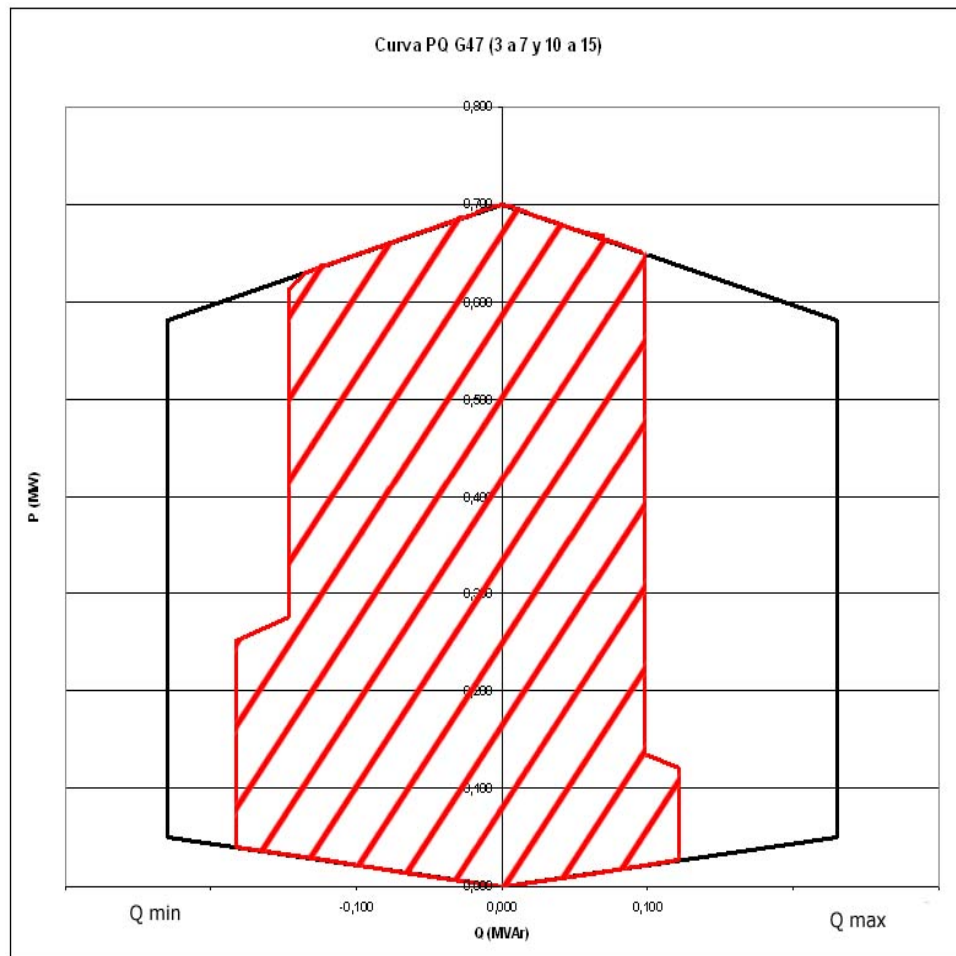


Figura 68. Curva PQ máquinas Gamesa G47 3 a 7 y 10 a 15

Las máquinas Gamesa G47-700 kW 3 a 7 pertenecen al circuito 2 del parque, mientras que las máquinas 10 a 15 se reparten entre el circuito 1 y el 4

La regulación en régimen capacitivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (26,5 kW, 121,9 kVAr). La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 6,25 m/s para un valor de activa generada de 121 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 121,9 a 97,5 kVAr para evitar sobretensiones. Este valor de reactiva se mantendrá constante hasta la recuperación de la curva PQ

La regulación en régimen inductivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de (39,75 kW, 186 kVAr), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina

por tensiones bajas. A 8 m/s la tensión en bornas de la máquina disminuye por debajo de 0,93, lo que obliga a los sistemas de control a disminuir la cantidad de reactiva consumida hasta 149,2 kVAr.

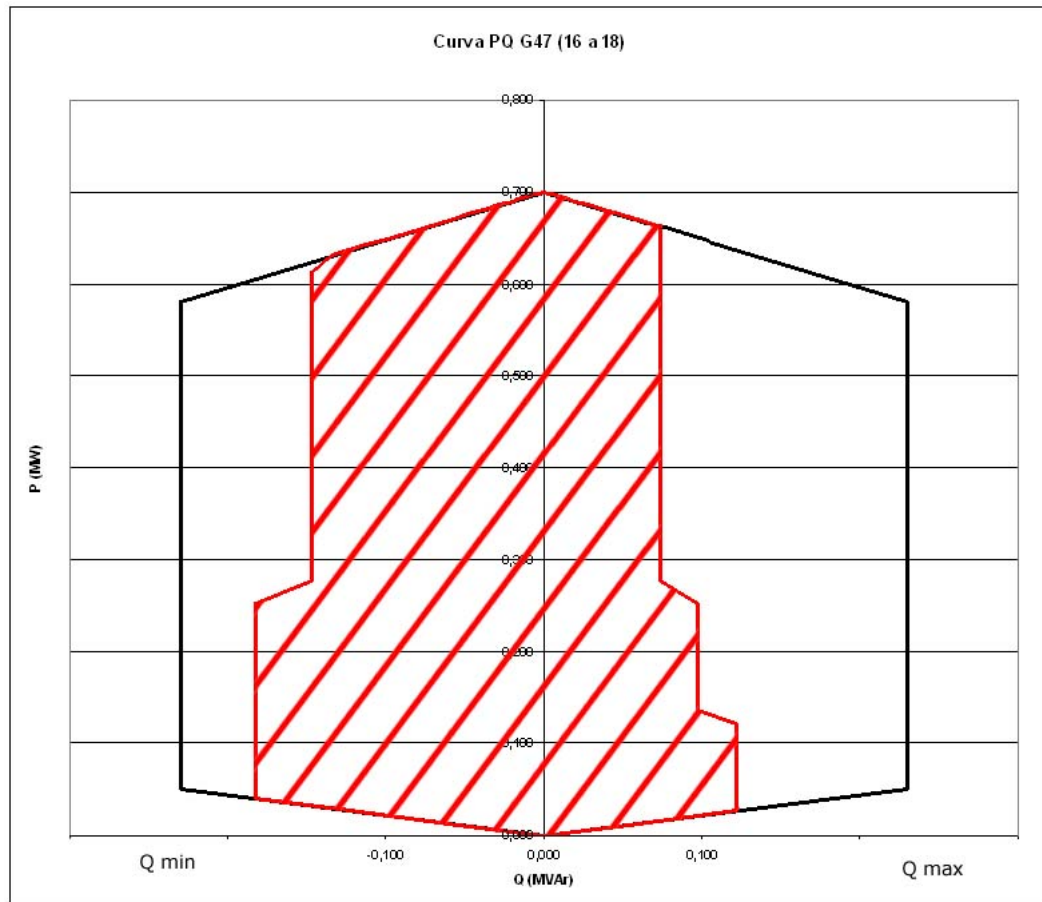


Figura 69. Curva PQ máquinas Gamesa G47 16 a 18

Las máquinas Gamesa G47-700 kW 16 a 18 están emplazadas al final del circuito 4

La regulación en régimen capacitivo sufre tres limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (54,8 kW, 121,9 kVAr), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 6,25 m/s para un valor de activa generada de 121 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 121,9 a 97,5 kVAr para evitar sobretensiones. A 8m/s se alcanza un nivel de tensión de 1,075 p.u., lo que obliga a disminuir de nuevo el nivel de reactiva hasta 73,1 kVar.

La regulación en régimen inductivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de (39,75 kW, 186 kVAr), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina

por tensiones bajas. A 8 m/s la tensión en bornas de la máquina disminuye por debajo de 0,93, lo que obliga a los sistemas de control a disminuir la cantidad de reactiva consumida hasta 149,2 kVar.

#### 7.4.2 Curvas PQ obtenidas para los aerogeneradores G58

Las máquinas Gamesa G58-850 kW 19 y 20 se encuentran en el circuito 4 del sistema, las máquinas 21 a 25 al final del circuito 1, la 26 y 27 al comienzo del circuito 5, y la 45 y 46 al final del circuito 2.

La regulación en régimen capacitivo sufre tres limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (54,8 kW, 153,4 kVar), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 5,75 m/s para un valor de activa generada de 130,75 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 153,4 a 122,8 kVar para evitar sobretensiones. A 7,25 m/s se alcanza un nivel de tensión de 1,075 p.u., 275 kW, lo que obliga a disminuir de nuevo el nivel de reactiva hasta 92,1 kVar.

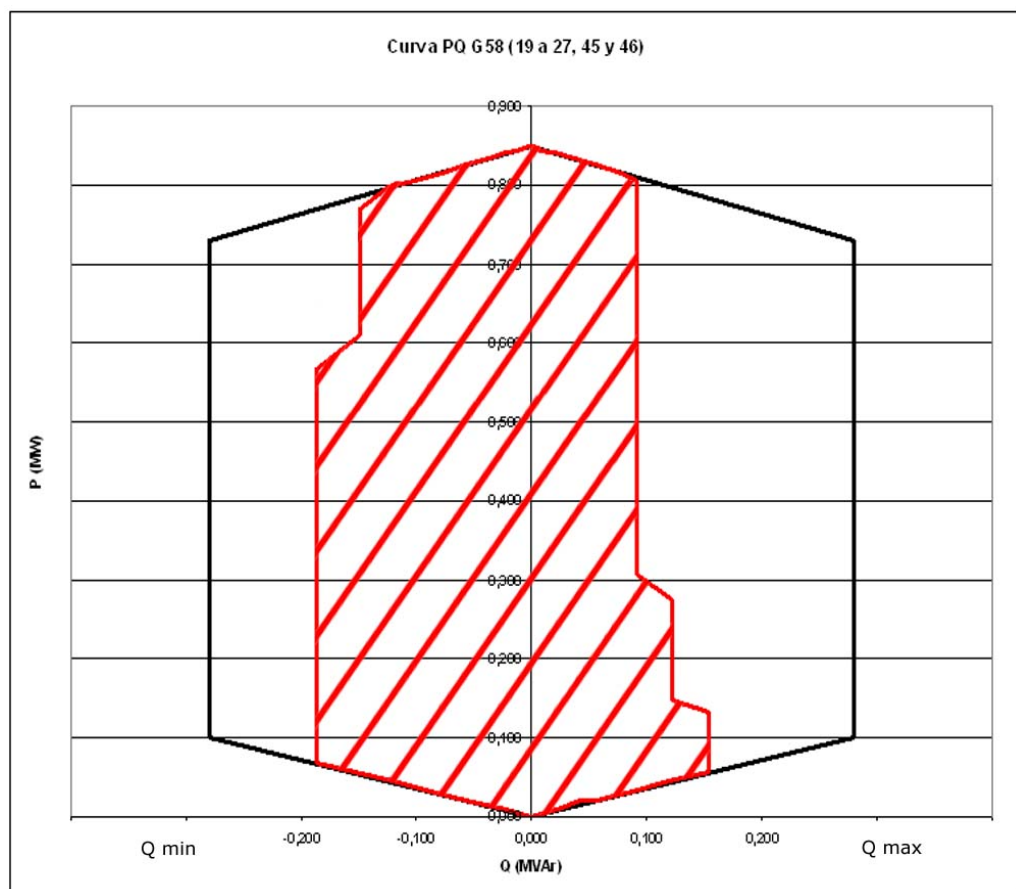


Figura 70. Curva PQ máquinas Gamesa G58 19 a 27, 45 y 46

La regulación en régimen inductivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de (66,60 kW, 186,5 kVAr), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina por tensiones bajas. A 9,25 m/s la tensión en bornas de la máquina disminuye por debajo de 0,93, lo que obliga a los sistemas de control a disminuir la cantidad de reactiva consumida hasta 149,2 kVAr.

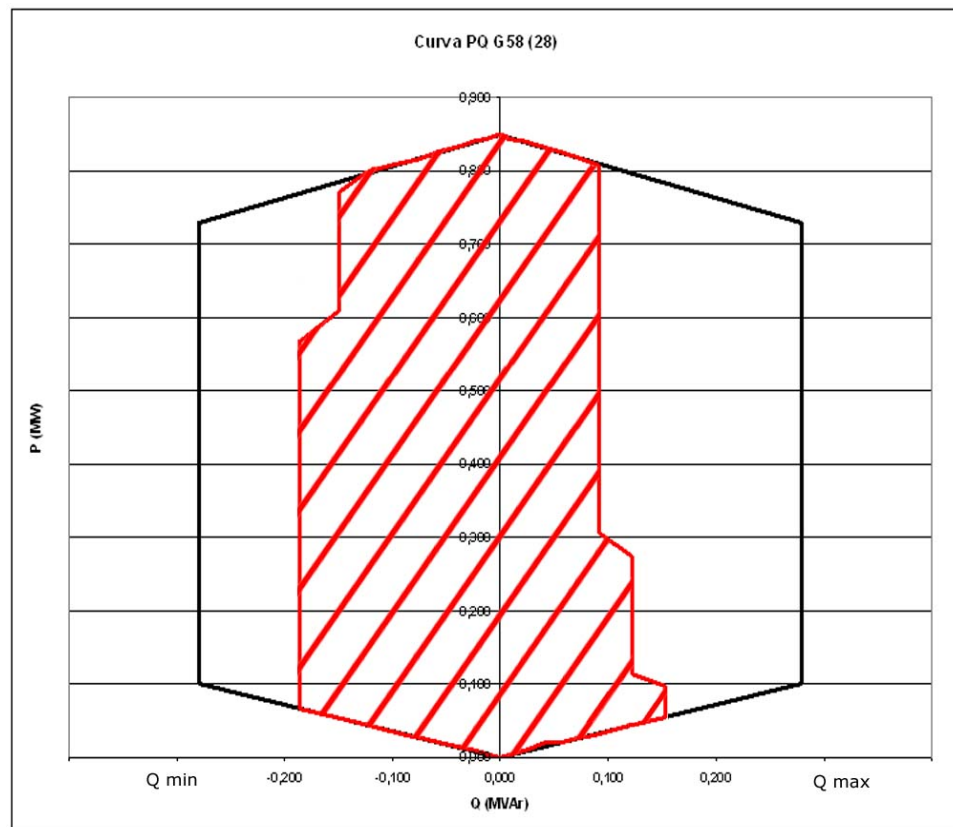


Figura 71. Curva PQ máquina Gamesa G58 28

La máquina Gamesa G58-850 kW 28 se encuentra en el circuito 5.

La regulación en régimen capacitivo sufre tres limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (54,8 kW, 153,4 kVAr), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 5,25 m/s para un valor de activa generada de 95,85 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 153,4 a 122,8 kVAr para evitar sobretensiones. A 7,25 m/s se alcanza un nivel de tensión de 1,075 p.u., 275 kW, lo que obliga a disminuir de nuevo el nivel de reactiva hasta 92,1 kVAr.

La regulación en régimen inductivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de (66,60 kW,

186,5 kVar), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina por tensiones bajas. A 9,25 m/s la tensión en bornas de la máquina disminuye por debajo de 0,93, lo que obliga a los sistemas de control a disminuir la cantidad de reactiva consumida hasta 149,2 kVar.

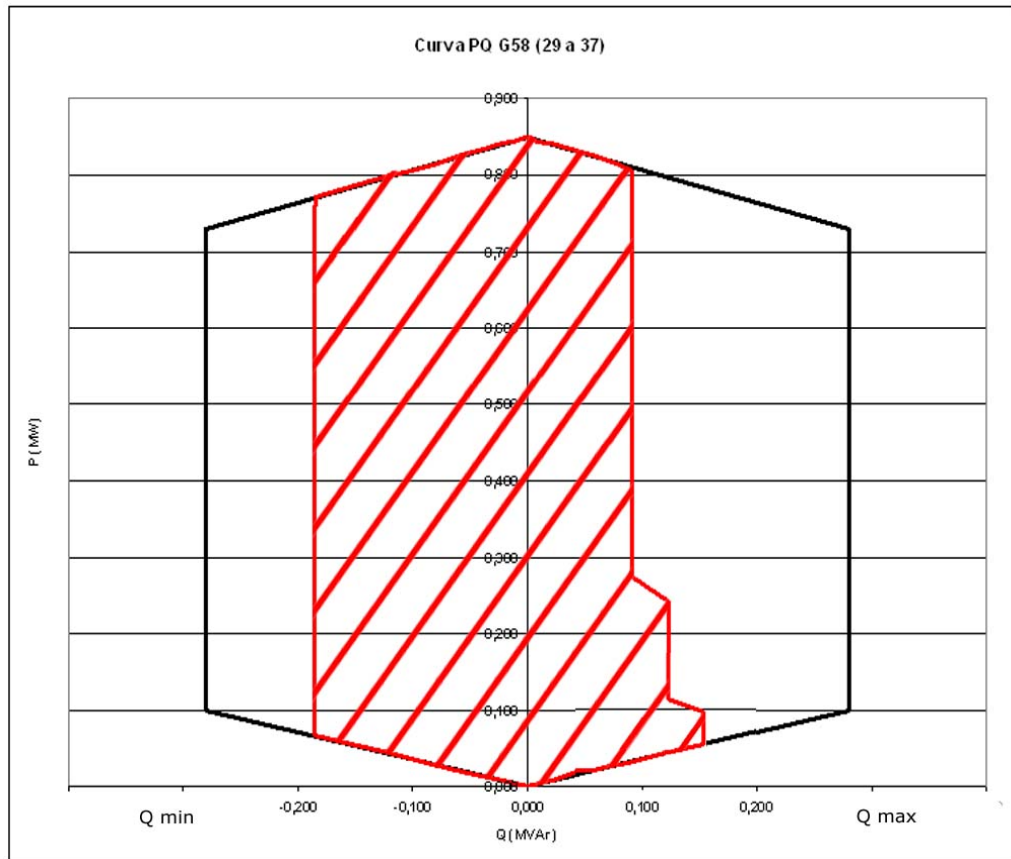


Figura 72. Curva PQ máquinas Gamesa G58 29 a 37

Las máquinas Gamesa G58-850 kW 29 a 37 se encuentran en el circuito 5.

La regulación en régimen capacitivo sufre tres limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (54,8 kW, 153,4 kVar), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 5,25 m/s para un valor de activa generada de 95,85 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 153,4 a 122,8 kVar para evitar sobretensiones. A 6,75 m/s se alcanza un nivel de tensión de 1,075 p.u., 219 kW, lo que obliga a disminuir de nuevo el nivel de reactiva hasta 92,1 kVar.

La regulación en régimen inductivo sufre una limitación de la regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de



(66,60 kW, 186,5 kVAr), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina por tensiones bajas.

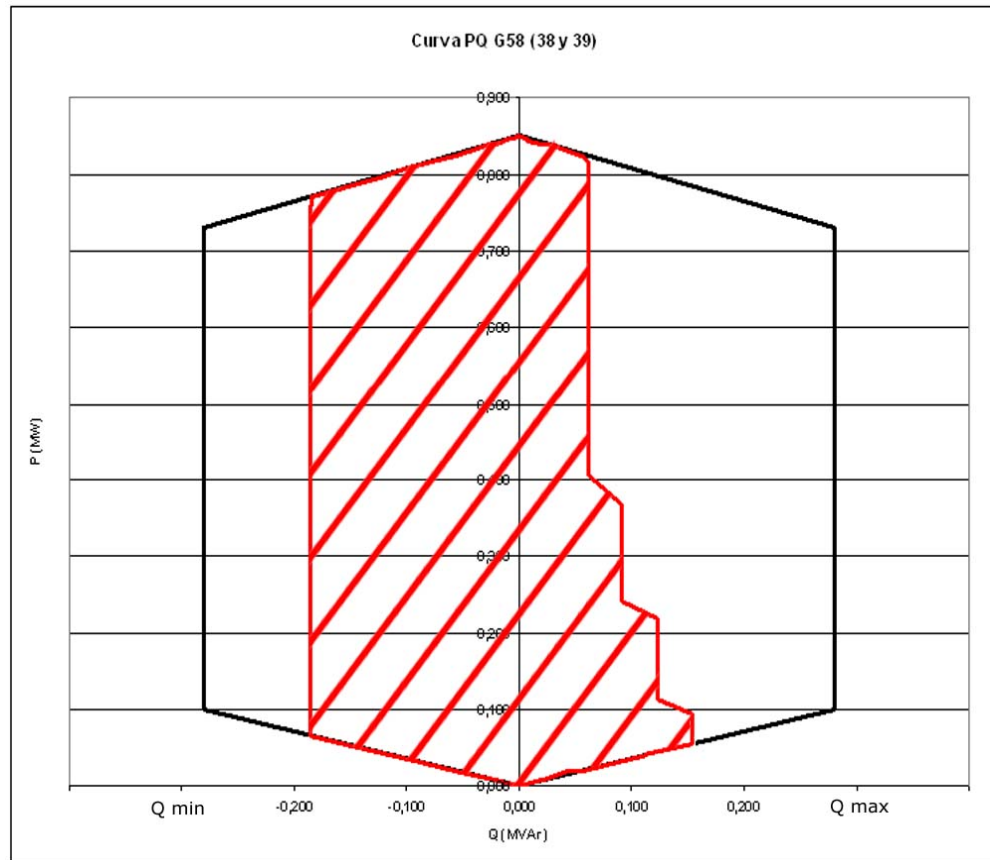


Figura 73. Curva PQ máquinas Gamesa G58 38 y 39

Las máquinas Gamesa G58-850 kW 38 y 39 se encuentran al final del circuito 5.

La regulación en régimen capacitivo sufre cuatro limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (54,8 kW, 153,4 kVAr), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 5,25 m/s para un valor de activa generada de 95,85 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 153,4 a 122,8 kVAr para evitar sobretensiones. A 6,75 m/s se alcanza un nivel de tensión de 1,075 p.u., 219 kW, lo que obliga a disminuir de nuevo el nivel de reactiva hasta 92,1 kVAr y a 8 m/s un nuevo escalón para disminuir la reactiva aportada por tensiones en torno a 1,07 p.u., bajando de 92,1 a 61,4 kVAr, momento en el que se esta generando 369 kW.

La regulación en régimen inductivo sufre una limitación de la regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de

(66,60 kW, 186,5 kVAr), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina por tensiones bajas.

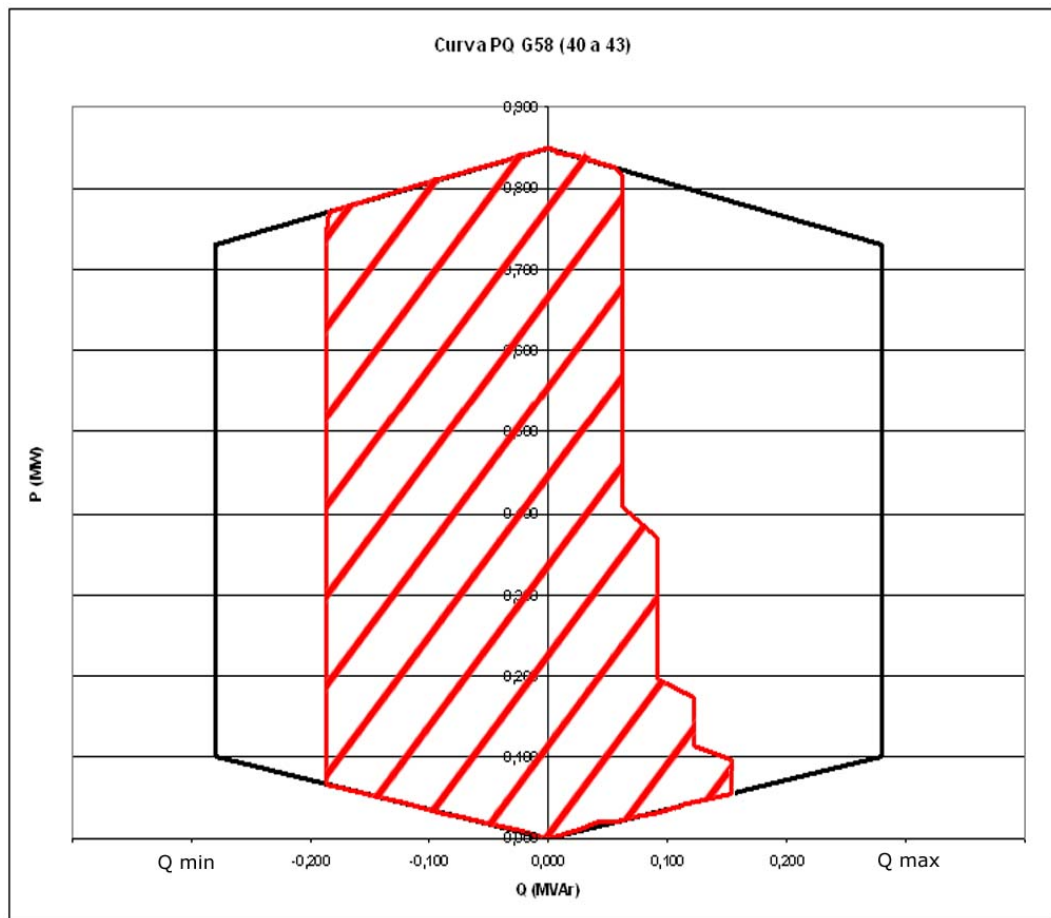


Figura 74. Curva PQ máquinas Gamesa G58 40 a 43

Las máquinas Gamesa G58-850 kW 40 a 43 son las últimas del circuito 5.

La regulación en régimen capacitivo sufre cuatro limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (54,8 kW, 153,4 kVAr), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 5,25 m/s para un valor de activa generada de 95,85 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 153,4 a 122,8 kVAr para evitar sobretensiones. A 6,25 m/s se alcanza un nivel de tensión de 1,075 p.u., 171,8 kW, lo que obliga a disminuir de nuevo el nivel de reactiva hasta 92,1 kVAr y a 8 m/s un nuevo escalón para disminuir la reactiva aportada por tensiones en torno a 1,070 p.u., bajando de 92,1 a 61,4 kVAr, momento en el que se esta generando 369 kW.

La regulación en régimen inductivo sufre una limitación de la regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par (P, Q) de



(66,60 kW, 186,5 kVAr), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina por tensiones bajas.

#### 7.4.3 Curva PQ obtenida para el aerogenerador G80

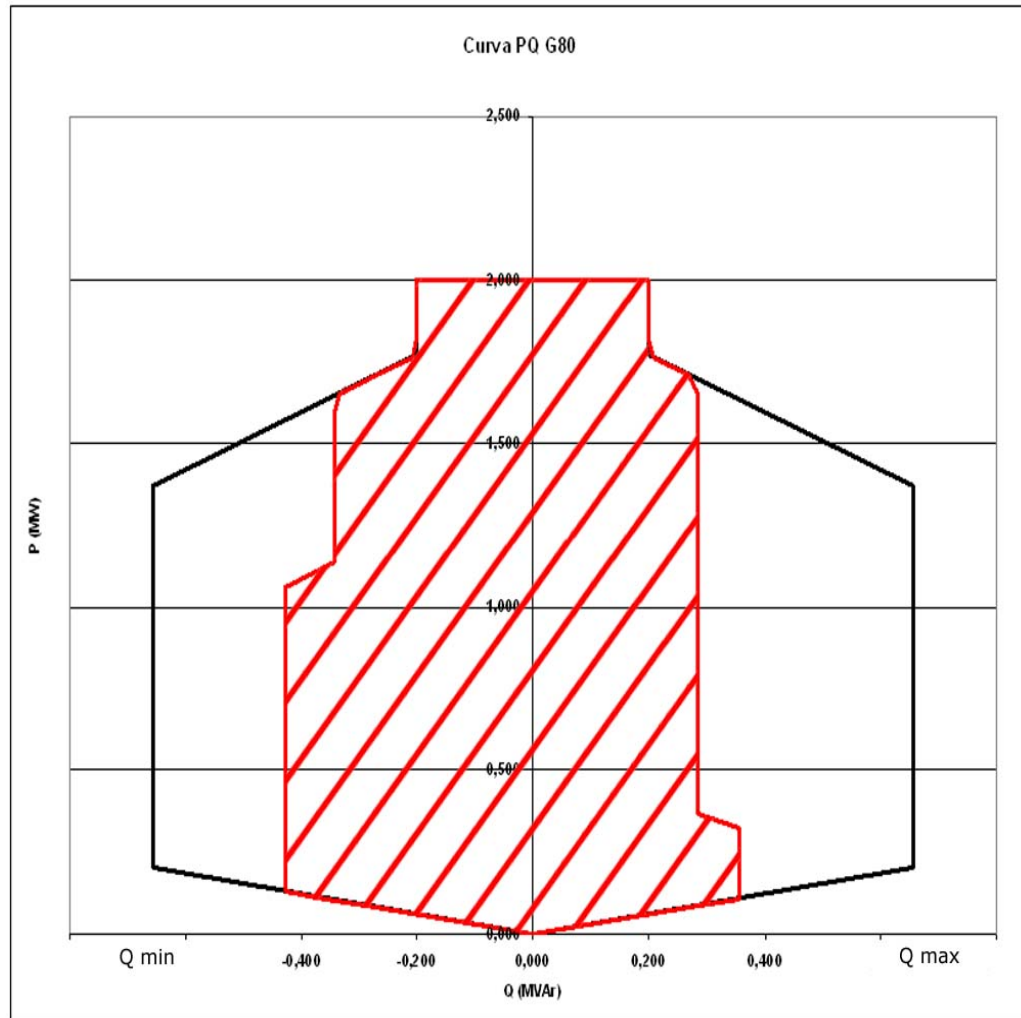


Figura 75. Curva PQ máquina Gamesa G80 44

Las máquinas Gamesa G80-850 kW 44 se encuentra emplazada al final del circuito 2.

La regulación en régimen capacitivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: Se alcanza la tensión crítica 1,05 p.u a una velocidad de viento de 4,5 m/s para un valor del par (P, Q) de (109,2 kW, 357,5 kVAr), momento a partir del cual se fija constante la generación de reactiva al sistema. La tensión límite 1,07 p.u. se da a una velocidad de 6,25 m/s para un valor de activa generada de 280 kW, lo que obliga a disminuir la reactiva inyectada al sistema de 357,5 a 286 kVAr para evitar sobretensiones.

La regulación en régimen inductivo sufre dos limitaciones de regulación de reactiva: al alcanzar la tensión crítica 0,95 p.u a una velocidad de 4,75 m/s para un valor del par ( $P, Q$ ) de (130,6 kW, 427,6 kVAr), la reactiva consumida se mantiene constante para evitar la desconexión de la máquina por tensiones bajas. A 9,25 m/s la tensión en bornas de la máquina disminuye por debajo de 0,93, lo que obliga a los sistemas de control a disminuir la cantidad de reactiva consumida hasta 342,1 kVAr.

### 7.5 Curva PQ del parque eólico en 20 kV

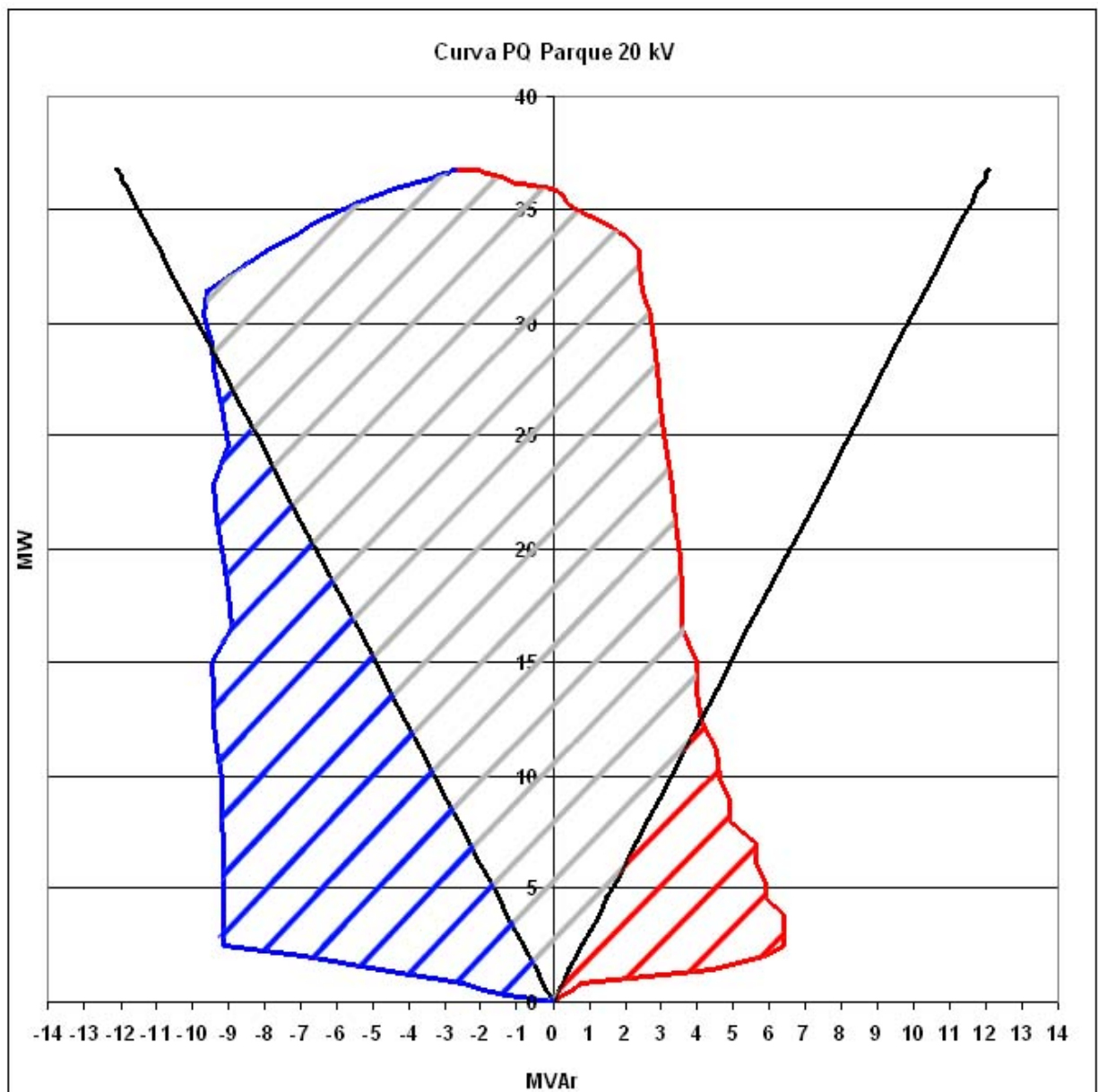


Figura 76. Línea roja, régimen capacitivo, línea azul inductivo. Zona rayada en rojo, zona de máxima bonificación en régimen capacitivo. Zona rayada en azul, zona de máxima bonificación en régimen inductivo. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95

Se observa cómo a capacidades muy altas, no se puede compensar el  $\cos \varphi$  en régimen capacitivo. El factor de potencia cambia de signo para generaciones superiores a 36 MW.

La zona de bonificación máxima por compensación del factor de potencia (que se da para valores inferiores a 0,95) es mayor en el régimen inductivo.

#### 7.6 Curva PQ del parque eólico en 20 kV. Efecto de cables y transformadores del parque eólico en los límites de potencia

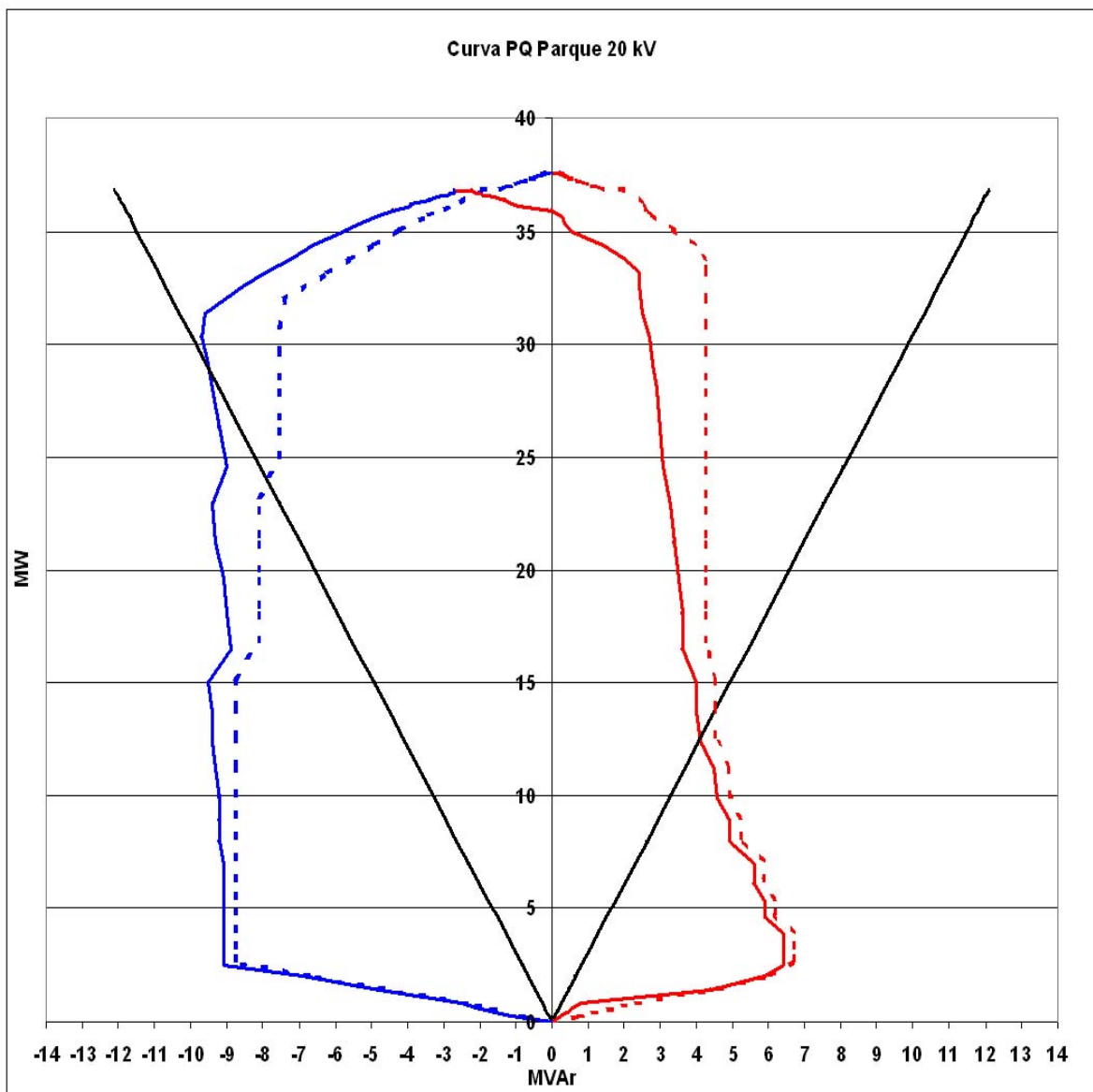


Figura 77. Línea roja lisa, régimen capacitivo en 20 kV, línea azul lisa inductivo en 20 kV. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95. Línea roja punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen capacitivo. Línea azul punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen inductivo.

El efecto de los cables y transformadores se traduce en dar a la curva cierta tendencia inductiva, lo que perjudica especialmente al funcionamiento en régimen capacitivo.

### 7.7 Curva PQ del parque eólico en 45 kV

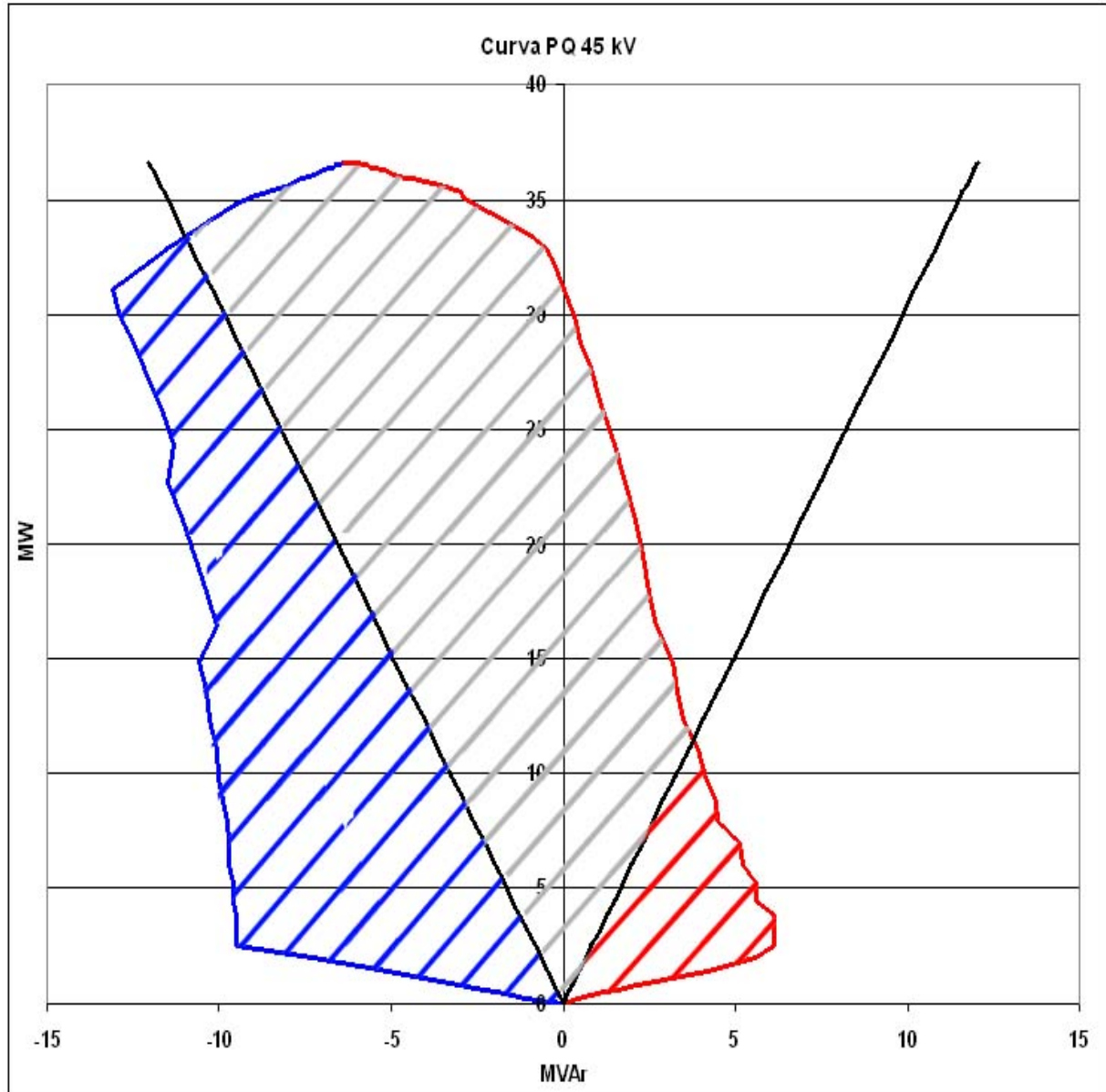


Figura 78. Línea roja, régimen capacitivo, línea azul inductivo. Zona rayada en rojo, zona de máxima bonificación en régimen capacitivo. Zona rayada en azul, zona de máxima bonificación en régimen inductivo. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95

La zona de máxima bonificación en régimen capacitivo se reduce en 45 kV respecto a la curva PQ total en 20 kV. El factor de potencia cambia de signo para generaciones superiores a 31 MW.

### 7.8 Curva PQ del parque eólico en 45 kV. Efecto de los componentes del sistema eléctrico en los límites de potencia del parque eólico

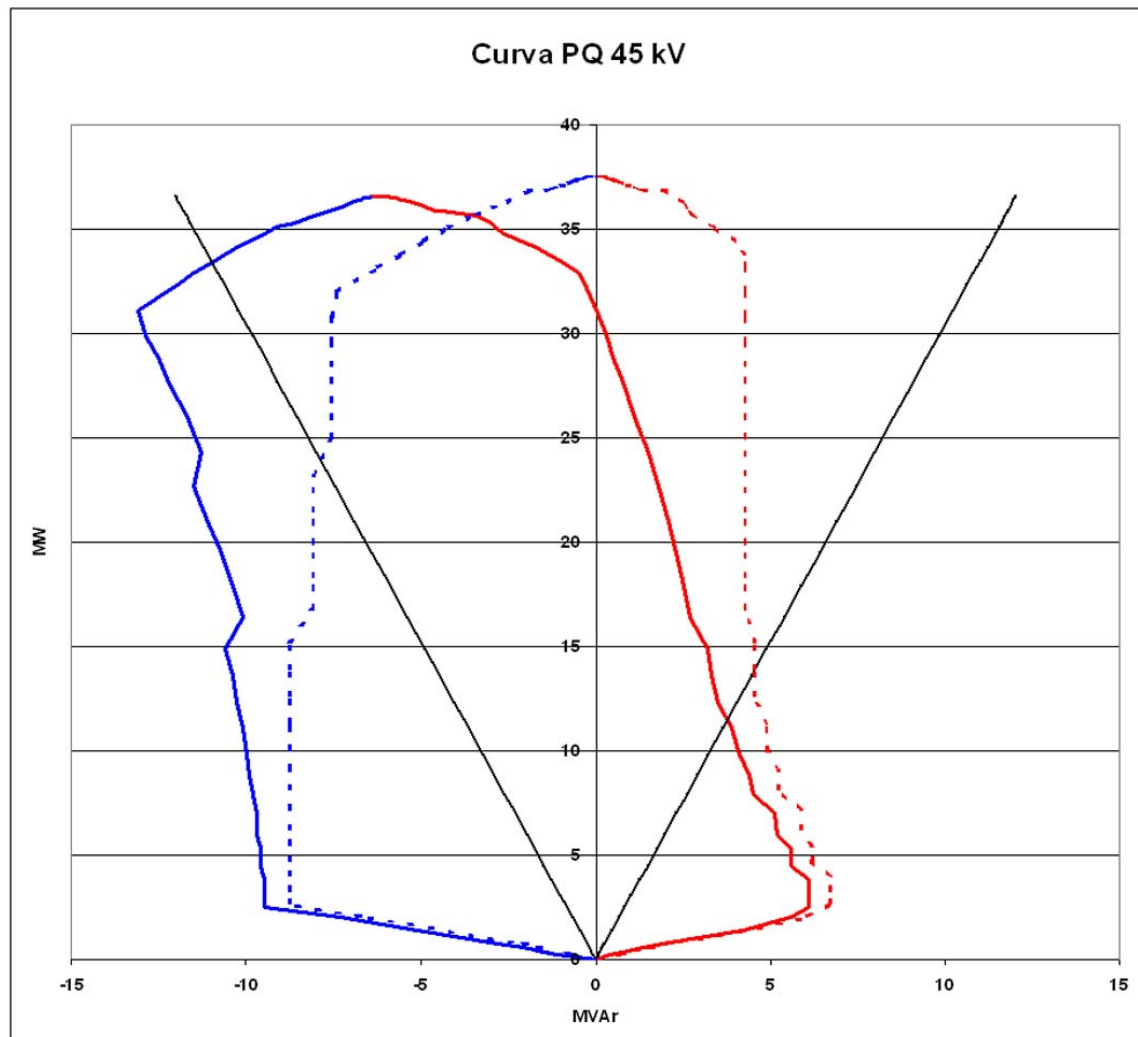


Figura 79. Línea roja lisa, régimen capacitivo en 20 kV, línea azul lisa inductivo en 20 kV. Líneas negras de puntos de factor de potencia 0,95. Línea roja punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen capacitivo. Línea azul punteada, puntos PQ totales, suma de la generación en bornas de máquina en régimen inductivo.

La tendencia inductiva es más acusada en 45 que en 20 kV, a capacidades altas, por el efecto del transformador 20/45 kV, la línea aérea y el cable aislado que conecta la subestación del parque de El Aguallal 20/45 kV con la subestación de Lubián 45/220 kV.

# 8

## Conclusiones

---

## 8 Conclusiones

- La capacidad de regulación de reactiva de las máquinas del parque eólico está desaprovechada.
- Las máquinas más alejadas del punto de la subestación de evacuación del parque alcanzan siempre tensiones en bornas superiores a las más cercanas, independientemente del régimen de funcionamiento, capacitivo o inductivo, en el que funcione el parque.

La tendencia a alcanzar tensiones superiores en bornas de máquina será mayor además cuantos más aerogeneradores tenga el ramal del parque eólico.

- En el régimen de funcionamiento capacitivo, en el que los aerogeneradores inyectan potencia reactiva en el sistema, la tensiones extremas alcanzadas en bornas de máquina están mas alejadas de la nominal que en el régimen inductivo, en el que los aerogeneradores absorben potencia reactiva del sistema.

La compensación del factor de potencia es, por tanto, más complicada en régimen capacitivo.

- No es conveniente simular un punto de funcionamiento de un parque eólico mediante el cálculo de un flujo de cargas desacoplado, debido a la importancia que tiene la resistencia en los cables aislados. Este valor de resistencia, habitualmente del orden de la reactancia, hace que la potencia activa inyectada por la máquina tenga influencia en el módulo de su tensión en bornas.
- Modelar un parque eólico como un generador con curva PQ suma de las curvas PQ particulares de sus máquinas no conduciría a ningún resultado concluyente.

Se propone:

- Realizar un estudio técnico-económico para analizar la conveniencia de dividir en varios ramales la disposición de los aerogeneradores cuando se diseña un parque eólico. Los ramales con muchas máquinas alcanzan en sus extremos tensiones lo suficientemente altas como para limitar considerablemente su capacidad de regulación de reactiva., mas la división en varios circuitos supondría la inversión extra una celda de conexión en la subestación.
- Puede ser interesante realizar un estudio técnico-económico para analizar la utilidad de conectar baterías de condensadores para la compensación del factor de potencia en la

subestación de evacuación. La amortización de esas baterías podría justificar el aumento de retribución por conseguir compensar el  $\cos \varphi$ .

- Se podría realizar un estudio técnico-económico para analizar lo conveniente de disponer de transformadores con cambiadores de tomas en cargas con regulación automática de tensión en la subestación de salida del parque. De esta manera podría adaptarse el régimen de tensiones en bornas de máquina a la zona estable, sin entrar en la zona de valores críticos y por tanto, aprovechar más la capacidad de regulación de potencia reactiva de las máquinas.



# ANEXO A

Herramientas utilizadas

---

## 9 ANEXO A. Herramientas utilizadas

### 9.1 PSS<sup>TM</sup>E (Power System Simulator for Engineering)

El PSS<sup>TM</sup>E es un programa integrado e interactivo, que se emplea para simular, analizar y optimizar el comportamiento de sistemas de potencia:

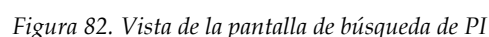
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Name	In Service	Metered	Winding 1 Side	Controlled Bus	Controlled Side	Tap Positions	Control Mode	Auto Adjust
11	11-BT(G47) 0.6900	12	12-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
21	21-BT(G47) 0.6900	22	22-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
31	31-BT(G47) 0.6900	32	32-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
41	41-BT(G47) 0.6900	42	42-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
51	51-BT(G47) 0.6900	52	52-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
61	61-BT(G47) 0.6900	62	62-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
71	71-BT(G47) 0.6900	72	72-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
81	81-BT(G47) 0.6900	82	82-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
91	91-BT(G47) 0.6900	92	92-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
101	101-BT(G47) 0.6900	102	102-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
111	111-BT(G47) 0.6900	112	112-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
121	121-BT(G47) 0.6900	122	122-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
131	131-BT(G47) 0.6900	132	132-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
141	141-BT(G47) 0.6900	142	142-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
151	151-BT(G47) 0.6900	152	152-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
161	161-BT(G47) 0.6900	162	162-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
171	171-BT(G47) 0.6900	172	172-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
181	181-BT(G47) 0.6900	182	182-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
191	191-BT(G58) 0.6900	192	192-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
201	201-BT(G58) 0.6900	202	202-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
211	211-BT(G58) 0.6900	212	212-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
221	221-BT(G58) 0.6900	222	222-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
231	231-BT(G58) 0.6900	232	232-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn
241	241-BT(G58) 0.6900	242	242-AT 20.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0	Tapped	33 None	<input checked="" type="checkbox"/>	Turn

Figura 80. Ventana principal de PSS/E, con la hoja de cálculo para la introducción de datos

La versión PSS<sup>TM</sup>E V31 fue la utilizada para el modelado del parque eólico de El Aguallal y del equivalente de la red a la que está conectado. La interfaz gráfica desarrollada, además de sus características de interacción con los programas de edición y hojas de cálculo de Microsoft Office, facilitaron la realización de todos los cálculos.



El Sistema PITM es un conjunto de módulos de software para la supervisión, adquisición y el análisis de todos los datos generados en plantas de producción



PI™ fue utilizado para la obtención de datos históricos de todas las máquinas del parque eólico en estudio.

### 9.3 Gamesa SGIPE

Sistema de Gestión Integral y control de parques eólicos desarrollado por Gamesa que admite la operación y monitorización remota y en tiempo real de parques

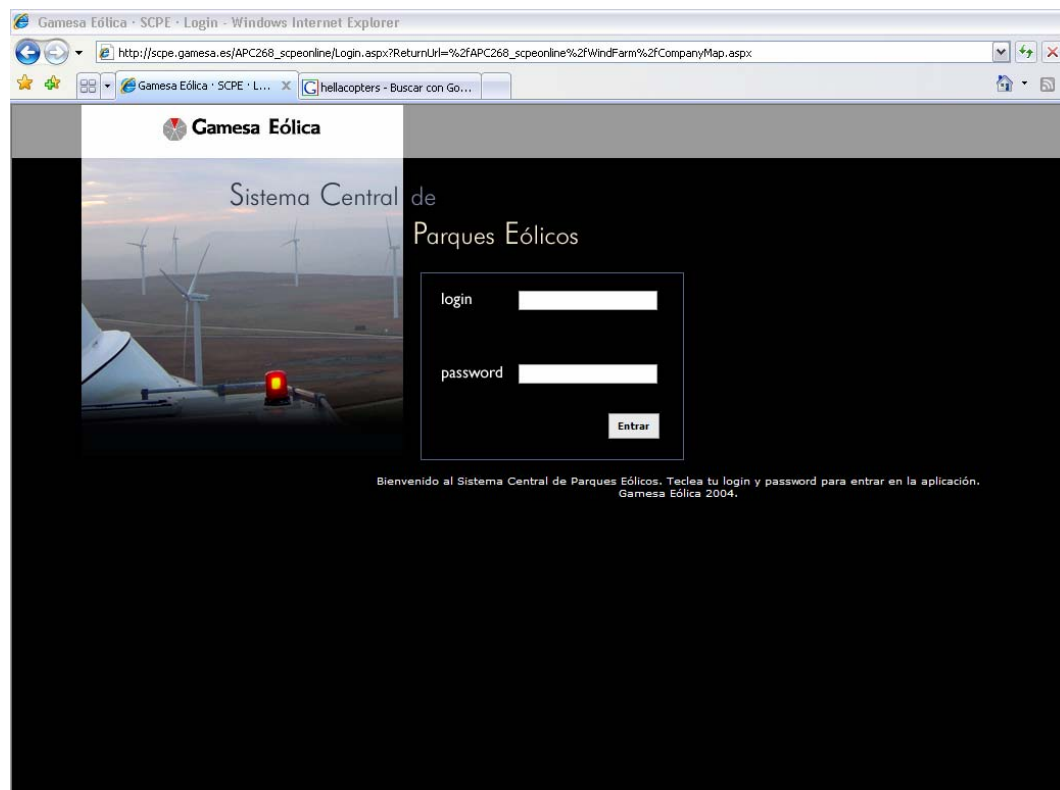


Figura 83. Pantalla de presentación del SGIPE de Gamesa

El SGIPE permite la Supervisión on-line de todos los datos susceptibles de ser medidos en un aerogenerador.

Gamesa Sgipe fue utilizado para la obtención de datos en tiempo real de todas las máquinas del parque eólico en estudio

### 9.4 Editor de Visual Basic para Excel

Excel fue utilizado para la mayor parte de los cálculos matemáticos que ha sido necesario realizar en este proyecto y para la obtención de todas las gráficas necesarias para la interpretación de resultados.

El lenguaje Visual Basic para Aplicaciones (VBA), en el contexto de Excel, constituye una herramienta de programación que permite usar código Visual Basic adaptado para interactuar con las múltiples facetas de Excel y personalizar las aplicaciones realizadas en esta hoja electrónica. Visual Basic para Excel fue utilizado para el desarrollo de cálculos eléctricos y de interpolaciones en la curva de potencia de los valores de potencia proporcionados por cada máquina según el viento actuante. Cada punto de funcionamiento del parque eólico, simulado después con PSS/E, fue obtenido gracias a la rutina programada en este lenguaje.

Bus Num	Bus Name	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (MW)	Qmax (MW)	Qmin (MW)
11	1-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
21	2-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
31	3-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
41	4-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
51	5-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
61	6-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034620	0.034620	0.034620
71	7-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034620	0.034620	0.034620
81	8-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
91	9-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
101	10-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034863	0.034863	0.034863
111	11-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034620	0.034620	0.034620
121	12-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034620	0.034620	0.034620
131	13-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034376	0.034376	0.034376
141	14-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034376	0.034376	0.034376
151	15-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034376	0.034376	0.034376
161	16-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034376	0.034376	0.034376
171	17-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034132	0.034132	0.034132
181	18-BT(G47) 0.5900	0.007579	0.007579	0.007579	0.034132	0.034132	0.034132
191	19-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
201	20-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
211	21-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
221	22-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
231	23-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
241	24-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
251	25-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
261	26-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
271	27-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
281	28-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
291	29-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
301	30-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
311	31-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
321	32-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
331	33-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
341	34-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
351	35-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
361	36-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
371	37-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
381	38-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
391	39-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
401	40-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
411	41-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
421	42-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
431	43-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
441	44-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
451	45-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
461	46-BT(G58) 0.5900	0.037950	0.037950	0.037950	0.106259	0.106259	0.106259
45003	45-45/220KV 45.000	2.031254	2.031254	2.031254	6.151032	6.151032	6.151032
220001	220-45/220KV 220.00	4.753788	4.753788	4.753788	14.395394	14.395394	14.395394
220002	REE 220.00	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

Figura 84. Vista general de la interfaz de usuario de la macro desarrollada para el cálculo de puntos de funcionamiento

## 9.5 Microsoft Word

Microsoft Word ha sido el editor de textos utilizado para el desarrollo de esta memoria.

# ANEXO B

Situación del parque eólico

---

## 10 ANEXO B. Situación del parque eólico

El parque eólico de El Aguallal, perteneciente a Acciona Energía está emplazado entre los términos municipales de Pías y Lubián (Alta Sanabria) en Zamora. El parque tiene 46 aerogeneradores de tres tipos de tecnologías diferentes de Gamesa: 18 máquinas G47, que pueden generar hasta 700 kW, 1 máquina G80 que da hasta 2 MW y 27 G58 que dan hasta 850 kW.

A continuación se muestran las fotos aéreas del parque con las coordenadas UTM de cada aerogenerador:



Figura 85. Vista Aérea 1/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador





Figura 86. Vista Aérea 2/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador



Figura 87. Vista Aérea 3/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador





Figura 88. Vista Aérea 4/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador



Figura 89. Vista Aérea 5/5 del parque eólico de El Aguallal con tipo y coordenadas UTM de cada aerogenerador

# ANEXO C

Tipos de aerogeneradores del  
parque de El Aguallal

---

## 11 ANEXO C. Tipos de aerogeneradores del parque de El Aguallal

Las características de los aerogeneradores presentes en el parque eólico en estudio son:

### 11.1 G47-660kW

El aerogenerador G47-660 kW es una turbina de eje horizontal con rotor de 3 palas, a barlovento, orientación de góndola activa, con paso variable de pala y velocidad variable de giro del rotor (VPVS) apoyada en una torre tubular troncocónica de acero. Los principales parámetros que definen el modelo son su rotor de 47 m de diámetro, 660 kW de potencia, siendo la velocidad de giro del rotor variable entre 22,8 y 30,9 r.p.m.

### 10.1. Gráfica de la Curva de Potencia G47-660 kW

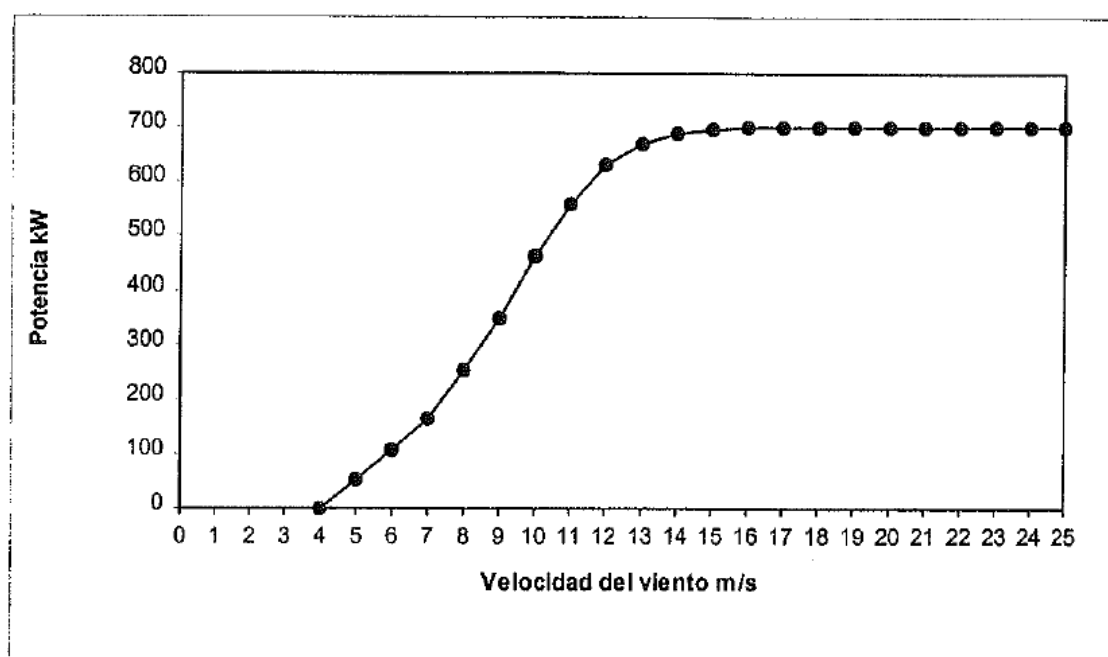


Figura 90. Curva de potencia de la máquina Gamesa G47

La turbina G47-660 kW utiliza la técnica de control de máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG) para conseguir velocidad variable. Con esta técnica de control se consigue optimizar el rendimiento aerodinámico y electrónico del aerogenerador, alcanzando una mayor producción a la par que se minimizan las cargas mecánicas en los componentes estructurales y se garantiza una potencia de salida estable.

El aerogenerador está equipado con una multiplicadora planetaria de ratio 1 : 52,626 y con un mecanismo de variación de paso de pala, que es estándar en las máquinas de Gamesa eólica desde 1994. Esta característica permite a la turbina presentar el ángulo de ataque óptimo para cualquier velocidad de viento, densidad del aire y rugosidad en la superficie de pala en cuanto a producción optimizada y bajo nivel sonoro.

## 11.2 G58-850kW

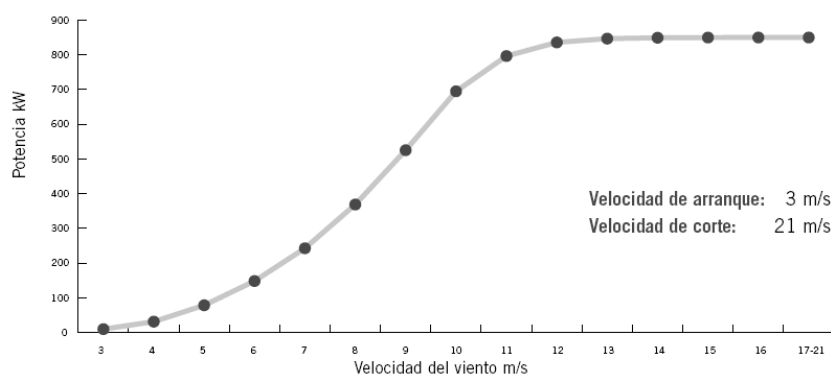
El aerogenerador G58-850 kW es una turbina de eje horizontal con rotor de 3 palas, a barlovento, orientación de góndola activa, con paso variable de pala y velocidad variable de giro del rotor (VPVS) apoyada en una torre tubular troncocónica de acero. Desarrollada por Gamesa para mejorar el rendimiento en emplazamientos con vientos bajos y caracterizada por una gran experiencia en terreno complejo.

Los principales parámetros que definen el modelo son su rotor de 58 m de diámetro, 850 kW de potencia, siendo la velocidad de giro del rotor variable entre 14,6 y 30,9 r.p.m. Pala de 28,3 m con última tecnología de fabricación usando fibra de vidrio y método pre-preg. (*pre-impregnated composite fibres*).

### Curva de Potencia Gamesa G58-850kW (para una densidad del aire de 1,225 kg/m<sup>3</sup>)

Curva de potencia calculada con base a datos de perfiles aerodinámicos NACA 63.XXX y FFA-W3 (perfiles de pala).

Parámetros de cálculo: 50 Hz de frecuencia de red; ángulo de calado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 14,6 - 30,8 rpm.



Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
3	9,7
4	31,2
5	78,4
6	148,2
7	242,7
8	368,8
9	525,3
10	695,0
11	796,6
12	835,9
13	846,8
14	849,3
15	849,9
16	850,0
17-21	850,0

Figura 91. Curva de potencia de la máquina Gamesa G58

La turbina G58-850 kW utiliza la técnica de control de máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG) para conseguir velocidad variable. El aerogenerador está equipado con una multiplicadora planetaria de ratio 1 : 61,74 (50Hz) y con mecanismo de variación de paso de pala. Posee un sistema de mantenimiento predictivo (SMP) para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador. Permitiendo la disminución de grandes

correctivos, el aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina, y la integración con el sistema de control.

Posee una tecnología de conexión a red que asegura cumplimiento total de los requerimientos del operador de red.

### 11.3 G80-2MW

El aerogenerador G80-2 MW es una turbina de eje horizontal con rotor de 3 palas, a barlovento, orientación de góndola activa, con paso variable de pala y velocidad variable de giro del rotor (VPVS) apoyada en una torre tubular troncocónica de acero.

Los principales parámetros que definen el modelo son su rotor de 80 m de diámetro, 2MW de potencia, siendo la velocidad de giro del rotor variable entre 9 y 19 r.p.m. Pala de 39 m con última tecnología de fabricación usando fibra de vidrio y método pre-preg. (*pre-impregnated composite fibres*).

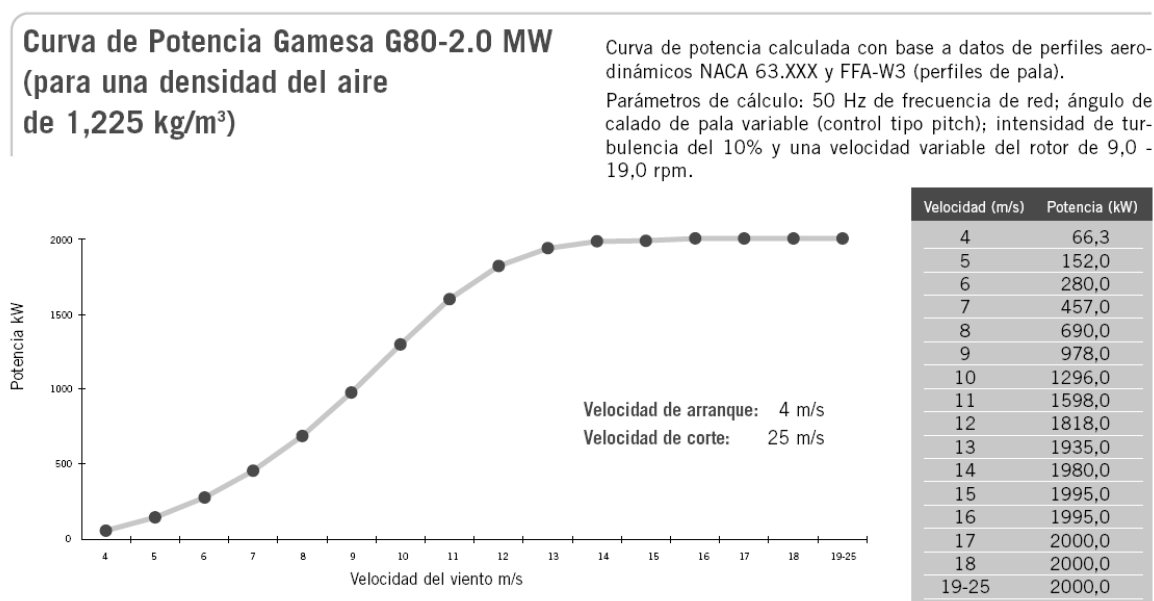


Figura 92. Curva de potencia de la máquina Gamesa G80

La turbina G80-2 MW utiliza la técnica de control de máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG) para conseguir velocidad variable. El aerogenerador está equipado con una multiplicadora planetaria de ratio 1 : 100,5 (50Hz) y con mecanismo de variación de paso de pala.

# ANEXO D

Impedancia de las líneas del  
sistema eléctrico

---

## 12 ANEXO D. Impedancia de las líneas del Sistema Eléctrico

En la siguiente tabla se muestran las impedancias de los cables aislados de los circuitos 2 y 3 del parque eólico del El Aguallal. Las columnas coloreadas muestran el valor de las impedancias en por unidad para su introducción en la hoja de cálculo de PSS/E.

$$z(p.u.) = \frac{Z}{Z_b} = \frac{Z}{\left( \frac{U_b^2}{S_b} \right)}$$

La tensión base del sistema es 20 kV y la potencia base 100 MVA

CIRCUITOS 3 & 4 MT										
			U Base (kV)	20	S Base (MVA)	100				
DE	A	TIPO DE CABLE	LONG (m)	R(ohm)	X(ohm)	B (ohm-1)	Capacidad (MVA)	R(pu)	X(pu)	B (pu)
Set_AGL	2	DHZ1 12/ 20 KV 240 mm AL	100	0.0161	0.0103	1.32261E-05	13.86	0.004025	0.002575	0.000053
2	3	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	158	0.063674	0.018328	1.42955E-05	8.31	0.015919	0.004582	0.000057
3	4	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	143	0.057629	0.016588	1.29383E-05	8.31	0.014407	0.004147	0.000052
4	5	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	138	0.055614	0.016008	1.24859E-05	8.31	0.013904	0.004002	0.000050
5	6	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	160	0.06448	0.01856	1.44765E-05	8.31	0.016120	0.004640	0.000058
6	7	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	142	0.057226	0.016472	1.28479E-05	8.31	0.014307	0.004118	0.000051
7	44	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	254	0.102362	0.029464	2.29814E-05	8.31	0.025591	0.007366	0.000092
44	45	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	251	0.101153	0.029116	2.27099E-05	8.31	0.025288	0.007279	0.000091
45	46	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	354	0.142662	0.041064	3.20292E-05	8.31	0.035666	0.010266	0.000128
2	8	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	140	0.05642	0.01624	1.26669E-05	8.31	0.014105	0.004060	0.000051
8	9	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	146	0.058838	0.016936	1.32098E-05	8.31	0.014710	0.004234	0.000053

En la siguiente tabla se muestran las impedancias de los cables aislados de los circuitos 1 y 4 del parque eólico del El Aguallal. Las columnas coloreadas muestran el valor de las impedancias en por unidad para su introducción a la hoja de cálculo de PSS/E.

Nombre del Parque: AGUALLAL			U Base (kV)	20	S Base (MVA)	100				
CIRCUITOS 1 & 4 MT										
DE	A	TIPO DE CABLE	LONG (m)	R(ohm)	X(ohm)	B (ohm-1)	Capaci dad (MVA)	R(pu)	X(pu)	B (pu)
Set_AGL	1	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 400 mm AL	175	0.01785	0.016625	2.7434E-05	17.84	0.004463	0.004156	0.000110
1	10	DHZ1 12/ 20 KV 400 mm AL	275	0.02805	0.026125	4.31105E-05	17.84	0.007013	0.006531	0.000172
10	11	DHZ1 12/ 20 KV 400 mm AL	139	0.014178	0.013205	2.17904E-05	17.84	0.003545	0.003301	0.000087
11	12	DHZ1 12/ 20 KV 400 mm AL	146	0.014892	0.01387	2.28878E-05	17.84	0.003723	0.003468	0.000092
12	13	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	152	0.061256	0.017632	1.37526E-05	8.31	0.015314	0.004408	0.000055
13	21	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	230	0.09269	0.02668	2.08099E-05	8.31	0.023173	0.006670	0.000083
21	22	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	200	0.0806	0.0232	1.80956E-05	8.31	0.020150	0.005800	0.000072
22	23	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	165	0.066495	0.01914	1.49288E-05	8.31	0.016624	0.004785	0.000060
23	24	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	173	0.069719	0.020068	1.56527E-05	8.31	0.017430	0.005017	0.000063
24	25	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	190	0.07657	0.02204	1.71908E-05	8.31	0.019143	0.005510	0.000069
12	20	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	264	0.106392	0.030624	2.38862E-05	8.31	0.026598	0.007656	0.000096
20	14	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	251	0.101153	0.029116	2.27099E-05	8.31	0.025288	0.007279	0.000091
14	15	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	149	0.060047	0.017284	1.34812E-05	8.31	0.015012	0.004321	0.000054
15	16	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	148	0.059644	0.017168	1.33907E-05	8.31	0.014911	0.004292	0.000054
16	19	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	258	0.103974	0.029928	2.33433E-05	8.31	0.025994	0.007482	0.000093
19	17	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	261	0.105183	0.030276	2.36147E-05	8.31	0.026296	0.007569	0.000094
17	18	DHZ1 12/ 20 KV 95 mm AL	134	0.054002	0.015544	1.2124E-05	8.31	0.013501	0.003886	0.000048



En la siguiente tabla se muestran las impedancias de los cables aislados del circuito 5 del parque eólico del El Aguallal. Las columnas coloreadas muestran el valor de las impedancias en por unidad para su introducción e la hoja de cálculo de PSS/E.

CIRCUITO 5 MT			LONG (m)	U Base (kV)	20	S Base (MVA)	100	Capacidad (MVA)	R(pu)	X(pu)	B (pu)
DE	A	TIPO DE CABLE		R(ohm)	X(ohm)	B (ohm-1)					
Set_AGL	26	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 400 mm AL	1800	0.1836	0.171	0.000282178	17.84		0.045900	0.042750	0.001129
26	27	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 400 mm AL	176	0.017952	0.01672	2.75907E-05	17.84		0.004488	0.004180	0.000110
27	28	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 400 mm AL	201	0.020502	0.019095	3.15099E-05	17.84		0.005126	0.004774	0.000126
28	29	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 400 mm AL	285	0.02907	0.027075	4.46782E-05	17.84		0.007268	0.006769	0.000179
29	30	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 240 mm AL	333	0.053613	0.034299	4.40429E-05	13.86		0.013403	0.008575	0.000176
30	31	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 240 mm AL	136	0.021896	0.014008	1.79875E-05	13.86		0.005474	0.003502	0.000072
31	32	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 240 mm AL	203	0.032683	0.020909	2.6849E-05	13.86		0.008171	0.005227	0.000107
32	33	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 240 mm AL	175	0.028175	0.018025	2.31457E-05	13.86		0.007044	0.004506	0.000093
33	34	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 240 mm AL	186	0.029946	0.019158	2.46006E-05	13.86		0.007487	0.004790	0.000098
34	35	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 240 mm AL	201	0.032361	0.020703	2.65845E-05	13.86		0.008090	0.005176	0.000106
35	36	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	188	0.075764	0.021808	1.70098E-05	8.31		0.018941	0.005452	0.000068
36	37	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	166	0.066898	0.019256	1.50193E-05	8.31		0.016725	0.004814	0.000060
37	38	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	160	0.06448	0.01856	1.44765E-05	8.31		0.016120	0.004640	0.000058
38	39	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	216	0.087048	0.025056	1.95432E-05	8.31		0.021762	0.006264	0.000078
39	40	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	179	0.072137	0.020764	1.61955E-05	8.31		0.018034	0.005191	0.000065
40	41	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	159	0.064077	0.018444	1.4386E-05	8.31		0.016019	0.004611	0.000058
41	42	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	160	0.06448	0.01856	1.44765E-05	8.31		0.016120	0.004640	0.000058
42	43	EPR H COMPACT 12/ 20 KV 95 mm AL	171	0.068913	0.019836	1.54717E-05	8.31		0.017228	0.004959	0.000062

En la siguiente tabla se muestran las impedancias de los cables aislados y la línea aérea entre la subestación de 20/45 kV del parque eólico del El Aguallal y la subestación de 45/220 kV de Lubián

Las columnas coloreadas muestran el valor de las impedancias en por unidad para su introducción e la hoja de cálculo de PSS/E.

<b>LÍNEA SET20/ 45kV - APOYO 1</b>				<b>Ubase (kV):</b>	45	<b>Sbase (MVA):</b>	100		
<b>INDEPENDIENTE</b>				<b>LONG (m)</b>	<b>R(ohm)</b>	<b>X(ohm)</b>	<b>B (ohm-1)</b>	<b>Capacidad (MVA)</b>	
<b>Set_45</b>	<b>Apoyo 1</b>	<b>EPR H COMPACT 26/ 45 KV 500 mm Al</b>	<b>504</b>	<b>0.042336</b>	<b>0.053424</b>	<b>5.79511E-05</b>	<b>57.68</b>	<b>0.00209067</b>	<b>0.002638222</b>
								<b>B (pu)</b>	<b>0.001173509</b>
<b>INDEPENDIENTE</b>				<b>LONG (m)</b>	<b>R(ohm)</b>	<b>X(ohm)</b>	<b>B (ohm-1)</b>	<b>Capacidad (MVA)</b>	
<b>Apoyo 1</b>	<b>Apoyo 13</b>	<b>EPR H COMPACT 26/ 45 KV 500 mm Al</b>	<b>2170</b>	<b>0.18228</b>	<b>0.23002</b>	<b>0.000249512</b>	<b>57.68</b>	<b>0.00900148</b>	<b>0.011359012</b>
								<b>B (pu)</b>	<b>0.005052609</b>
<b>APOYO 13</b>	<b>SET 45/220 LA 280</b>	<b>LÍNEA AÉREA</b>	<b>Ubase (kV):</b>	45	<b>Sbase (MVA):</b>	100	<b>Longitud (km)</b>	4.104	
<b>Tras cálculos:</b>									
<b>R (ohm/km)</b>	<b>0.1191</b>	<b>R (ohm)</b>	<b>0.4887864</b>	<b>r(pu)</b>	<b>0.0241376</b>				
<b>X (ohm/km)</b>	<b>0.6769</b>	<b>X (ohm)</b>	<b>2.7779976</b>	<b>x(pu)</b>	<b>0.137185067</b>				
<b>B (ohm-1/km)</b>	<b>0.000002912</b>	<b>B/2 (ohm-1)</b>	<b>5.97542E-06</b>	<b>b/2(pu)</b>	<b>0.000121002</b>				

# ANEXO E

Impedancias de los  
transformadores del sistema  
eléctrico

---

### 13 ANEXO E. Impedancias de los transformadores del Sistema Eléctrico

La siguiente tabla muestra las características del transformador del aerogenerador Gamesa G47 proporcionadas por fabricante y el valor de la impedancia serie y la admitancia de la rama magnetizante en la base que corresponde.

TRAFOS MT-BT (20/690) G47					
Ualta (V)	Ubaja (V)	RT	Wc (pu)	Sn (MVA)	
21000	690	30.43478261	1.30%	0.66	
20500	690	29.71014493	Wo (pu)	Io	
20000	690	28.98550725	0.20%	1.70%	
19500	690	28.26086957	Ucc		
19000	690	27.53623188	6.00%		
IMPEDANCIA SERIE		Base 0,66 MVA	IMPEDANCIA SERIE		Base 100 MVA
R(pu)	X(pu)		R(pu)	X(pu)	
0.0130	0.0586		1.96969697	8.874960391	
RAMA MAGNETIZANTE		Base 0,66 MVA	RAMA MAGNETIZANTE		Base 100 MVA
G(pu)	B(pu)		G(pu)	B(pu)	
0.0020	-0.017		0.0000132	-0.0001122	

La siguiente tabla muestra las características del transformador del aerogenerador Gamesa G58 proporcionadas por fabricante y el valor de la impedancia serie y la admitancia de la rama magnetizante en la base que corresponde.

TRAFOS MT-BT (20/690) G58					
Ualta (V)	Ubaja (V)	RT	Wc (pu)	Sn (MVA)	
21000	690	30.43478261	1.20%	0.9	
20500	690	29.71014493	Wo (pu)	Io	
20000	690	28.98550725	0.16%	1.60%	
19500	690	28.26086957	Ucc		
19000	690	27.53623188	6.00%		
IMPEDANCIA SERIE		Base 0,66 MVA	IMPEDANCIA SERIE		Base 100 MVA
R(pu)	X(pu)		R(pu)	X(pu)	
0.0120	0.0588		1.333333333	6.531972647	
RAMA MAGNETIZANTE		Base 0,66 MVA	RAMA MAGNETIZANTE		Base 100 MVA
G(pu)	B(pu)		G(pu)	B(pu)	
0.0016	-0.016		0.0000144	-0.000144	

La siguiente tabla muestra las características del transformador del aerogenerador Gamesa G80 proporcionadas por fabricante y el valor de la impedancia serie y la admitancia de la rama magnetizante en la base que corresponde.

<b>TRAFOS MT-BT (20/690) G80</b>					
Ualta (V)	Ubaja (V)	RT	Wc (pu)	Sn (MVA)	
21000	690	30.43478261	1.06%	2.1	
20500	690	29.71014493	Wo (pu)	Io	
20000	690	28.98550725	0.12%	1.30%	
19500	690	28.26086957	Ucc		
19000	690	27.53623188	6.00%		
IMPEDANCIA SERIE		Base 0,66 MVA	IMPEDANCIA SERIE		Base 100 MVA
R(pu)	X(pu)		R(pu)	X(pu)	
0.0106	0.0591		0.504761905	2.812202113	
RAMA MAGNETIZANTE		Base 0,66 MVA	RAMA MAGNETIZANTE		Base 100 MVA
G(pu)	B(pu)		G(pu)	B(pu)	
0.0012	-0.013		0.0000252	-0.000273	

La siguiente tabla muestra las características de uno de los dos transformadores de la subestación de Lubián 45/220 kV proporcionadas por fabricante y el valor de la impedancia serie y la admitancia de la rama magnetizante en la base que corresponde.

<b>TRANSFORMADOR de la SET de Lubián 45/220</b>					
<b>TRAFOS AT (45/220)</b>			<b>REGULACIÓN EN CARGA</b>		
Toma	Ualta (V)	Ubaja (V)	RT	Wc (pu)	Sn (MVA)
4	242000	45000	5.377777778	0.46%	58
3	236500	45000	5.255555556	Wo (pu)	Io
2	231000	45000	5.133333333	0.04%	0.51%
1	225500	45000	5.011111111	Ucc	
0	220000	45000	4.888888889	12.10%	
-1	214500	45000	4.766666667		
-2	209000	45000	4.644444444		
-3	203500	45000	4.522222222		
-4	198000	45000	4.4		
IMPEDANCIA SERIE		Base 58 MVA	IMPEDANCIA SERIE		Base 100 MVA
R(pu)	X(pu)		R(pu)	X(pu)	
0.0046	0.1209		0.007931034	0.20846988	
RAMA MAGNETIZANTE		Base 58 MVA	RAMA MAGNETIZANTE		Base 100 MVA
G(pu)	B(pu)		G(pu)	B(pu)	
0.0004	-0.0051		0.000232	-0.002958	

La siguiente tabla muestra las características de uno de los dos transformadores de la subestación de Lubián 45/220 kV proporcionadas por fabricante y el valor de la impedancia serie y la admitancia de la rama magnetizante en la base que corresponde.

TRAFOS AT (45/220)				REGULACIÓN EN CARGA						
Toma	Ualta (V)	Ubaja (V)	RT	Wc (pu)	Sn (MVA)					
4	242000	45000	5.37777778	0.44%	70					
3	236500	45000	5.25555556	Wo (pu) 0.04%	Io 0.49%					
2	231000	45000	5.13333333							
1	225500	45000	5.01111111	Ucc 13.75%						
0	220000	45000	4.88888889							
-1	214500	45000	4.76666667							
-2	209000	45000	4.64444444							
-3	203500	45000	4.52222222							
-4	198000	45000	4.4							
IMPEDANCIA SERIE			Base 70 MVA	IMPEDANCIA SERIE		Base 100 MVA				
R(pu)	X(pu)			R(pu)	X(pu)					
0.0044	0.1374			0.00628571	0.196327974					
RAMA MAGNETIZANTE			Base 70 MVA	RAMA MAGNETIZANTE		Base 100 MVA				
G(pu)	B(pu)			G(pu)	B(pu)					
0.0004	-0.0049			0.00028	-0.00343					

El trafo equivalente del paralelo de los dos anteriores es:

EQUIVALENTE							
Sbase	128.0000						
Ucc	12.95%						
Wc (pu)	0.39%	IMPEDANCIA SERIE		Base 128 MVA	IMPEDANCIA SERIE		Base 100 MVA
Wo (pu)	0.03%						
Io	0.43%	RAMA MAGNETIZANTE		Base 128 MVA	RAMA MAGNETIZANTE		Base 100 MVA
		G(pu)	B(pu)		G(pu)	B(pu)	
		0.0003	-0.0043		0.000384	-0.005504	

# ANEXO F

Resultados de los cálculos del  
generador equivalente de los  
parques lejanos

---

## 14 ANEXO F. Resultados de los cálculos del generador equivalente de los parques lejanos

La siguiente figura muestra los resultados de los flujos de cargas iterativos que se han llevado a cabo para el cálculo de la potencia activa máxima que puede dar el generador equivalente a los parques lejanos en régimen capacitivo.

P (MW)	Q (fdp=0.95 cap) MVar	V nodo LUB220 pu	V máx LUB220 pu	Ratio K (Vnodo/Vmax)
300,0000	98,6052	1,0790	1,0700	1,0084
297,4977	97,7828	1,0780	1,0700	1,0075
295,2899	97,0571	1,0780	1,0700	1,0075
293,0985	96,3368	1,0780	1,0700	1,0075
290,8234	95,6219	1,0770	1,0700	1,0065
289,0325	95,0004	1,0770	1,0700	1,0065
287,1539	94,3829	1,0770	1,0700	1,0065
285,2876	93,7695	1,0770	1,0700	1,0065
283,4333	93,1600	1,0760	1,0700	1,0056
281,8529	92,6406	1,0760	1,0700	1,0056
280,2812	92,1240	1,0760	1,0700	1,0056
278,7183	91,6103	1,0760	1,0700	1,0056
277,1641	91,0994	1,0760	1,0700	1,0056
275,6188	90,5914	1,0750	1,0700	1,0047
274,3366	90,1701	1,0750	1,0700	1,0047
273,0606	89,7507	1,0750	1,0700	1,0047
271,7906	89,3332	1,0750	1,0700	1,0047
270,5264	88,9177	1,0750	1,0700	1,0047
...				
250,0000	82,1710	1,0720	1,0700	1,0019
249,5336	82,0177	1,0720	1,0700	1,0019
249,0680	81,8647	1,0720	1,0700	1,0019
248,6034	81,7120	1,0720	1,0700	1,0019
248,1395	81,5595	1,0720	1,0700	1,0019
247,6766	81,4074	1,0720	1,0700	1,0019
247,2145	81,2555	1,0710	1,0700	1,0009
246,9837	81,1796	1,0710	1,0700	1,0009
246,7531	81,1038	1,0710	1,0700	1,0009
246,5227	81,0281	1,0710	1,0700	1,0009
246,2925	80,9524	1,0710	1,0700	1,0009
246,0625	80,8768	1,0710	1,0700	1,0009
245,8328	80,8013	1,0710	1,0700	1,0009
245,6033	80,7259	1,0710	1,0700	1,0009
245,3739	80,6505	1,0710	1,0700	1,0009
245,1448	80,5752	1,0710	1,0700	1,0009
244,9159	80,5000	1,0710	1,0700	1,0009
244,6872	80,4248	1,0710	1,0700	1,0009
244,4588	80,3497	1,0710	1,0700	1,0009
244,2305	80,2747	1,0710	1,0700	1,0009

Por encima de 244 MW, la tensión en el nodo de Lubián 220 kV superaría el valor promedio máximo proporcionado por REE.



La siguiente figura muestra los resultados de los flujos de cargas iterativos que se han llevado a cabo para el cálculo de la potencia activa máxima que puede dar el generador equivalente a los parques lejanos en régimen inductivo.

P (MW)	Q (fdp=0.95 ind) MVar	V nodo LUB220 pu	V min LUB220 pu	Ratio K (Vnodo/Vmin)
225,0000	-73,9539	0,9670	0,9640	1,0031
225,7002	-74,1841	0,9670	0,9640	1,0031
226,4026	-74,4149	0,9670	0,9640	1,0031
227,1072	-74,6465	0,9670	0,9640	1,0031
227,8139	-74,8788	0,9670	0,9640	1,0031
228,5229	-75,1118	0,9670	0,9640	1,0031
229,2341	-75,3456	0,9670	0,9640	1,0031
229,9475	-75,5801	0,9670	0,9640	1,0031
230,6631	-75,8153	0,9660	0,9640	1,0021
231,1416	-75,9726	0,9660	0,9640	1,0021
231,6212	-76,1302	0,9660	0,9640	1,0021
232,1017	-76,2881	0,9660	0,9640	1,0021
232,5832	-76,4464	0,9660	0,9640	1,0021
233,0658	-76,6050	0,9660	0,9640	1,0021
233,5493	-76,7639	0,9660	0,9640	1,0021
234,0339	-76,9232	0,9660	0,9640	1,0021
234,5194	-77,0828	0,9660	0,9640	1,0021
235,0060	-77,2427	0,9660	0,9640	1,0021
235,4935	-77,4030	0,9660	0,9640	1,0021
235,9821	-77,5636	0,9650	0,9640	1,0010
236,2269	-77,6440	0,9650	0,9640	1,0010
236,4719	-77,7246	0,9650	0,9640	1,0010
236,7172	-77,8052	0,9650	0,9640	1,0010
236,9628	-77,8859	0,9650	0,9640	1,0010
237,2086	-77,9667	0,9650	0,9640	1,0010
237,4547	-78,0476	0,9650	0,9640	1,0010
237,7010	-78,1285	0,9650	0,9640	1,0010
237,9476	-78,2096	0,9650	0,9640	1,0010
238,1944	-78,2907	0,9650	0,9640	1,0010
238,4415	-78,3719	0,9650	0,9640	1,0010
238,6888	-78,4532	0,9650	0,9640	1,0010
238,9365	-78,5346	0,9650	0,9640	1,0010
239,1843	-78,6161	0,9650	0,9640	1,0010
239,4324	-78,6976	0,9650	0,9640	1,0010
239,6808	-78,7793	0,9650	0,9640	1,0010
239,9294	-78,8610	0,9650	0,9640	1,0010
240,1783	-78,9428	0,9650	0,9640	1,0010
240,4275	-79,0247	0,9650	0,9640	1,0010
240,6769	-79,1067	0,9650	0,9640	1,0010
240,9265	-79,1887	0,9650	0,9640	1,0010
241,1765	-79,2709	0,9650	0,9640	1,0010
241,4266	-79,3531	0,9650	0,9640	1,0010
241,6771	-79,4354	0,9650	0,9640	1,0010
241,9278	-79,5178	0,9650	0,9640	1,0010
242,1788	-79,6003	0,9640	0,9640	1,0000

Por encima de 242 MW, la tensión en el nodo de Lubián 220 kV disminuiría por debajo del valor promedio mínimo proporcionado por REE.

# ANEXO G

Código de programación en  
Visual Basic

---

## 15 ANEXO G. Código de programación de los puntos de funcionamiento del parque eólico con Visual Basic para Excel

<pre> Function ACos(intNumero as Double) as Double     ACos = Atn(-intNumero / Sqr(-intNumero * intNumero + 1)) + 2 * Atn(1) End Function  Private Sub CommandButton1_Click()      Dim v as Double     Dim P as Double     Dim PG47 as Double     Dim PG58 as Double     Dim PG80 as Double     Dim QG47 as Double     Dim QG58 as Double     Dim QG80 as Double      'velocidad del viento:     v = Hoja1.Cells(3, 31)      'calculamos la potencia P y     Q que entregan las G47:     Dim i as Integer     Dim contador as Integer     Dim G47 as Integer      If v &lt; 3 Then         For i = 2 To 47 ' para cada máquina             P = 0             Hoja1.Cells(i, 5) = P             Hoja1.Cells(i, 6) = P             Hoja1.Cells(i, 7) = P </pre>	<pre> PG47 = P PG58 = P PG80 = P  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     ' *****     *****      ElseIf v &gt;= 3 Then         contador = 0          ' *****         *****          If v &lt;= 4 Then             If contador &lt;&gt; 1 Then ' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:                 For i = 2 To 47 ' para cada máquina                     If i &lt;= 19 Then ' si es una G47                         PG47 = 0                         Hoja1.Cells(i, 5) = PG47                         Hoja1.Cells(i, 6) = PG47                         Hoja1.Cells(i, 7) = PG47                     ElseIf i = 45 Then ' si es la G80                         PG80 = 0                         Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 </pre>	<pre> Hoja1.Cells(i, 6) = PG80             Hoja1.Cells(i, 7) = PG80         Else ' si es una G58             PG58 = (21.5 * v - 54.8) / 1000             Hoja1.Cells(i, 5) = PG58             Hoja1.Cells(i, 6) = PG58             Hoja1.Cells(i, 7) = PG58         End If          Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina             contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad         End If         End If          ' *****         *****          If v &lt;= 5 Then             If contador &lt;&gt; 1 Then ' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:                 For i = 2 To 47 ' para cada máquina                     If i &lt;= 19 Then ' si es una G47                         PG47 = (53 * v - 212) / 1000 </pre>
---	--	---

Hoja1.Cells(i, 5) = PG47 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47 Elself i = 45 Then ' si es la G80 PG80 = (85.7 * v - 276.5) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58 PG58 = (47.2 * v - 157.6) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG58 Hoja1.Cells(i, 6) = PG58 Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v <= 6 Then	If contador <> 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía: For i = 2 To 47 ' para cada máquina If i <= 19 Then ' si es una G47 PG47 = (53 * v - 212) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG47 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47 Elself i = 45 Then ' si es la G80 PG80 = (128 * v - 488) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58 PG58 = (69.8 * v - 270.6) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG58 Hoja1.Cells(i, 6) = PG58 Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad	End If End If  ' ***** *****  If v <= 7 Then If contador <> 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía: For i = 2 To 47 ' para cada máquina If i <= 19 Then ' si es una G47 PG47 = (60 * v - 254) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG47 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47 Elself i = 45 Then ' si es la G80 PG80 = (177 * v - 782) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58 PG58 = (94.5 * v - 418.8) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG58 Hoja1.Cells(i, 6) = PG58
---	--	---

<pre> Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos     evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 8 Then     If contador &lt;&gt; 1 Then' si     no hemos evaluado esta     velocidad todavía:         For i = 2 To 47 ' para         cada máquina             If i &lt;= 19 Then ' si es             una G47                 PG47 = (86 * v -                 436) / 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) =                 PG47                 Hoja1.Cells(i, 6) =                 PG47                 Hoja1.Cells(i, 7) =                 PG47             Elseif i = 45 Then ' si             es la G80                 PG80 = (233 * v -                 1174) / 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) =                 PG80                 Hoja1.Cells(i, 6) =                 PG80                 Hoja1.Cells(i, 7) =                 PG80             End If         Next     End If End If </pre>	<pre> Else ' si es una G58     PG58 = (126.1 * v - 640)     / 1000     Hoja1.Cells(i, 5) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 6) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 7) =     PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos     evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 9 Then     If contador &lt;&gt; 1 Then' si no     hemos evaluado esta velocidad     todavía:         For i = 2 To 47 ' para cada         máquina             If i &lt;= 19 Then ' si es             una G47                 PG47 = (98 * v - 532) /                 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) =                 PG47                 Hoja1.Cells(i, 6) =                 PG47                 Hoja1.Cells(i, 7) =                 PG47             Elseif i = 45 Then ' si es             la G80                 PG80 = (156.5 * v -                 883.2) / 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) =                 PG58                 Hoja1.Cells(i, 6) =                 PG58                 Hoja1.Cells(i, 7) =                 PG58             End If         Next     End If End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos     evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 10 Then     If contador &lt;&gt; 1 Then' si     no hemos evaluado esta     velocidad todavía:         For i = 2 To 47 ' para         cada máquina             If i &lt;= 19 Then ' si             es una G47                 PG47 = (114 * v -                 676) / 1000             End If         Next     End If End If </pre>	<pre> PG80 = (288 * v - 1614) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58     PG58 = (156.5 * v - 883.2) / 1000     Hoja1.Cells(i, 5) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 6) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 7) =     PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos     evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 10 Then     If contador &lt;&gt; 1 Then' si     no hemos evaluado esta     velocidad todavía:         For i = 2 To 47 ' para         cada máquina             If i &lt;= 19 Then ' si             es una G47                 PG47 = (114 * v -                 676) / 1000             End If         Next     End If End If </pre>
--	---	--

<pre> Hoja1.Cells(i, 5) = PG47 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47 Elseif i = 45 Then ' si es la G80 PG80 = (318 * v - 1884) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58 PG58 = (169.7 * v - 1002) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG58 Hoja1.Cells(i, 6) = PG58 Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 11 Then </pre>	<pre> If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía: For i = 2 To 47 ' para cada máquina If i &lt;= 19 Then ' si es una G47 PG47 = (96 * v - 496) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG47 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47 Elseif i = 45 Then ' si es la G80 PG80 = (302 * v - 1724) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58 PG58 = (101.6 * v - 321) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG58 Hoja1.Cells(i, 6) = PG58 Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad </pre>	<pre> End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 12 Then If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía: For i = 2 To 47 ' para cada máquina If i &lt;= 19 Then ' si es una G47 PG47 = (70 * v - 210) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG47 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47 Elseif i = 45 Then ' si es la G80 PG80 = (220 * v - 822) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58 PG58 = (39.3 * v + 364.3) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG58 Hoja1.Cells(i, 6) = PG58 </pre>
---	---	---

<pre> Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos     evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 13 Then If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:     For i = 2 To 47 ' para     cada máquina         If i &lt;= 19 Then ' si es         una G47             PG47 = (40 * v +             150) / 1000             Hoja1.Cells(i, 5) =             PG47             Hoja1.Cells(i, 6) =             PG47             Hoja1.Cells(i, 7) =             PG47         Elseif i = 45 Then ' si         es la G80             PG80 = (117 * v +             414) / 1000             Hoja1.Cells(i, 5) =             PG80             Hoja1.Cells(i, 6) =             PG80             Hoja1.Cells(i, 7) =             PG80         End If     End For End If </pre>	<pre> Else ' si es una G58 PG58 = (10.9 * v + 705.1) / 1000     Hoja1.Cells(i, 5) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 6) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 7) =     PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos     evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 14 Then If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:     For i = 2 To 47 ' para cada     máquina         If i &lt;= 19 Then ' si es         una G47             PG47 = (20 * v + 410)             / 1000             Hoja1.Cells(i, 5) =             PG47             Hoja1.Cells(i, 6) =             PG47             Hoja1.Cells(i, 7) =             PG47         Elseif i = 45 Then ' si es         la G80 </pre>	<pre> PG80 = (45 * v + 1350) / 1000     Hoja1.Cells(i, 5) =     PG80     Hoja1.Cells(i, 6) =     PG80     Hoja1.Cells(i, 7) =     PG80 Else ' si es una G58 PG58 = (2.5 * v + 814.3) / 1000     Hoja1.Cells(i, 5) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 6) =     PG58     Hoja1.Cells(i, 7) =     PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos     evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 15 Then If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:     For i = 2 To 47 ' para     cada máquina         If i &lt;= 19 Then ' si         es una G47             PG47 = (6 * v +             606) / 1000 </pre>
--	---	---

<p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG47</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG47</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG47</p> <p>Elseif i = 45 Then ' si es la G80</p> <p>PG80 = (15 * v + 1770) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG80</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG80</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG80</p> <p>Else ' si es una G58</p> <p>PG58 = (0.6 * v + 840.9) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG58</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG58</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG58</p> <p>End If</p> <p>Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina</p> <p>contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad</p> <p>End If</p> <p>End If</p> <p>' *****</p> <p>*****</p> <p>If v &lt;= 16 Then</p>	<p>If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:</p> <p>For i = 2 To 47 ' para cada máquina</p> <p>If i &lt;= 19 Then ' si es una G47</p> <p>PG47 = (3 * v + 651) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG47</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG47</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG47</p> <p>Elseif i = 45 Then ' si es la G80</p> <p>PG80 = (1995) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG80</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG80</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG80</p> <p>Else ' si es una G58</p> <p>PG58 = (0.1 * v + 848.4) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG58</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG58</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG58</p> <p>End If</p> <p>Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina</p> <p>contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad</p> <p>End If</p>	<p>End If</p> <p>' *****</p> <p>*****</p> <p>If v &lt;= 17 Then</p> <p>If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:</p> <p>For i = 2 To 47 ' para cada máquina</p> <p>If i &lt;= 19 Then ' si es una G47</p> <p>PG47 = (v + 683) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG47</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG47</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG47</p> <p>Elseif i = 45 Then</p> <p>' si es la G80</p> <p>PG80 = (5 * v + 1915) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG80</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG80</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG80</p> <p>Else ' si es una G58</p> <p>PG58 = (850) / 1000</p> <p>Hoja1.Cells(i, 5) =</p> <p>PG58</p> <p>Hoja1.Cells(i, 6) =</p> <p>PG58</p> <p>Hoja1.Cells(i, 7) =</p> <p>PG58</p>
---	---	--



<pre> End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 21 Then     If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:         For i = 2 To 47 ' para cada máquina             If i &lt;= 19 Then ' si es una G47                 PG47 = (700) / 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) = PG47                 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47                 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47             Elseif i = 45 Then ' si es la G80                 PG80 = (2000) / 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80                 Hoja1.Cells(i, 6) = PG80                 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80             Else ' si es una G58 </pre>	<pre> PG58 = (850) / 1000 Hoja1.Cells(i, 5) = PG58 Hoja1.Cells(i, 6) = PG58 Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &lt;= 25 Then     If contador &lt;&gt; 1 Then' si no hemos evaluado esta velocidad todavía:         For i = 2 To 47 ' para cada máquina             If i &lt;= 19 Then ' si es una G47                 PG47 = (700) / 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) = PG47                 Hoja1.Cells(i, 6) = PG47                 Hoja1.Cells(i, 7) = PG47             Elseif i = 45 Then ' si es la G80                 PG80 = 2000 / 1000                 Hoja1.Cells(i, 5) = PG80 </pre>	<pre> Hoja1.Cells(i, 6) = PG80 Hoja1.Cells(i, 7) = PG80 Else ' si es una G58     PG58 = 0     Hoja1.Cells(i, 5) = PG58     Hoja1.Cells(i, 6) = PG58     Hoja1.Cells(i, 7) = PG58 End If  Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     contador = 1 ' Ya hemos evaluado esta velocidad End If End If  ' ***** *****  If v &gt; 25 Then     For i = 2 To 47 ' para cada máquina         P = 0         Hoja1.Cells(i, 5) = P         Hoja1.Cells(i, 6) = P         Hoja1.Cells(i, 7) = P         PG47 = P         PG58 = P         PG80 = P     Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina End If  ' ***** ***** </pre>
--	--	--

<pre> End If 'del If v &lt; 3  ' ***** *****  'YA TENEMOS LAS ACTIVAS CALCULADAS PARA CADA VELOCIDAD DE VIENTO  'PARA CADA P, CALCULAMOS LA Q INDUCTIVA CORRESPONDIENTE.  For i = 2 To 47 ' para cada máquina     If i &lt;= 19 Then ' si es     una G47         If PG47 * 1000 &lt;= 50 Then             QG47 = -4.6 * PG47 * 1000         Elseif PG47 * 1000 &lt;= 580 Then             QG47 = -230         Elseif PG47 * 1000 &lt;= 700 Then             QG47 = 1.9167 * PG47 * 1000 - 1341.7         Else             QG47 = 0         End If          Hoja1.Cells(i, 8) = QG47 / 1000         Hoja1.Cells(i, 9) = QG47 / 1000         Hoja1.Cells(i, 10) = QG47 / 1000 </pre>	<pre> Elseif i = 45 Then ' si es la G80     If PG80 * 1000 &lt;= 200 Then         QG80 = -3.275 * PG80 * 1000     Elseif PG80 * 1000 &lt;= 1370 Then         QG80 = -655     Elseif PG80 * 1000 &lt;= 1770 Then         QG80 = 1.1375 * PG80 * 1000 - 2213.375     Else         QG80 = -200     End If      Hoja1.Cells(i, 8) = QG80 / 1000     Hoja1.Cells(i, 9) = QG80 / 1000     Hoja1.Cells(i, 10) = QG80 / 1000     Else ' si es una G58     If PG58 * 1000 &lt;= 100 Then         QG58 = -2.8 * PG58 * 1000     Elseif PG58 * 1000 &lt;= 730 Then         QG58 = -280     Elseif PG58 * 1000 &lt;= 850 Then         QG58 = 2.33333 * PG58 * 1000 - 1983.2     Else         QG58 = 0     End If </pre>	<pre> Hoja1.Cells(i, 8) = QG58 / 1000         Hoja1.Cells(i, 9) = QG58 / 1000         Hoja1.Cells(i, 10) = QG58 / 1000     End If      Next ' Next del For i = 2 To 47 para cada máquina     ' *****     *****      'ESCALONES DE TENSIÓN     ' *****     *****      ' LLEGAMOS A UNA VELOCIDAD DE 4,25     ' CALCULAMOS EL POWERFLOW Y VEMOS LAS MÁQUINAS QUE SATURAN     For i = 27 To 44         Hoja1.Cells(i, 8) = - 120.4 / 1000         Hoja1.Cells(i, 9) = Hoja1.Cells(i, 8)         Hoja1.Cells(i, 10) = Hoja1.Cells(i, 8)     Next     ' LLEGAMOS A UNA VELOCIDAD DE 4,5     ' CALCULAMOS EL POWERFLOW Y VEMOS LAS MÁQUINAS QUE SATURAN     For i = 2 To 19         Hoja1.Cells(i, 8) = - 121.9 / 1000 </pre>
--	---	---

<p> Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next    For i = 20 To 44  Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4  / 1000  Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next    Hoja1.Cells(45, 8) = -  357.47 / 1000  Hoja1.Cells(45, 9) =  Hoja1.Cells(45, 8)  Hoja1.Cells(45, 10) =  Hoja1.Cells(45, 8)    For i = 46 To 47  Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4  / 1000  Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next  ' LLEGAMOS A UNA  VELOCIDAD DE 4,75  ' CALCULAMOS EL  POWERFLOW Y VEMOS LAS  MÁQUINAS QUE SATURAN  'no satura ninguna    ' LLEGAMOS A UNA  VELOCIDAD DE 5 </p>	<p> ' CALCULAMOS EL  POWERFLOW Y VEMOS LAS  MÁQUINAS QUE SATURAN  'no satura ninguna    ' LLEGAMOS A UNA  VELOCIDAD DE 5,25  ' CALCULAMOS EL  POWERFLOW Y VEMOS LAS  MÁQUINAS QUE SATURAN  For i = 29 To 44  Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4 * 0.8 /  1000  Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next  ' LLEGAMOS A UNA  VELOCIDAD DE 5,5  ' CALCULAMOS EL  POWERFLOW Y VEMOS LAS  MÁQUINAS QUE SATURAN  'no satura ninguna    ' LLEGAMOS A UNA  VELOCIDAD DE 5,75  ' CALCULAMOS EL  POWERFLOW Y VEMOS LAS  MÁQUINAS QUE SATURAN  For i = 20 To 28  Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4 * 0.8 /  1000  Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next    For i = 46 To 47 </p>	<p> Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4 *  0.8 / 1000  Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next  ' LLEGAMOS A UNA  VELOCIDAD DE 6,25  ' CALCULAMOS EL  POWERFLOW Y VEMOS  LAS MÁQUINAS QUE  SATURAN  For i = 2 To 19  Hoja1.Cells(i, 8) = -121.9 *  0.8 / 1000  Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next    Hoja1.Cells(45, 8) = -357.47  * 0.8 / 1000  Hoja1.Cells(45, 9) =  Hoja1.Cells(45, 8)  Hoja1.Cells(45, 10) =  Hoja1.Cells(45, 8)    For i = 41 To 44  Hoja1.Cells(i, 8) = -  153.4 * 0.6 / 1000  Hoja1.Cells(i, 9) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Hoja1.Cells(i, 10) =  Hoja1.Cells(i, 8)  Next  ' LLEGAMOS A UNA  VELOCIDAD DE 6,75 </p>
---	---	--

' CALCULAMOS EL  
POWERFLOW Y VEMOS LAS  
MÁQUINAS QUE SATURAN

For i = 31 To 40  
Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4 \* 0.6  
/ 1000

Hoja1.Cells(i, 9) =  
Hoja1.Cells(i, 8)  
Hoja1.Cells(i, 10) =  
Hoja1.Cells(i, 8)

Next

' LLEGAMOS A UNA  
VELOCIDAD DE 7

' CALCULAMOS EL  
POWERFLOW Y VEMOS LAS  
MÁQUINAS QUE SATURAN

Hoja1.Cells(30, 8) = -153.4 \*  
0.6 / 1000

Hoja1.Cells(30, 9) =  
Hoja1.Cells(30, 8)

Hoja1.Cells(30, 10) =  
Hoja1.Cells(30, 8)

' LLEGAMOS A UNA  
VELOCIDAD DE 7,25

' CALCULAMOS EL  
POWERFLOW Y VEMOS LAS  
MÁQUINAS QUE SATURAN

For i = 20 To 29  
Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4 \*  
0.6 / 1000

Hoja1.Cells(i, 9) =  
Hoja1.Cells(i, 8)

Hoja1.Cells(i, 10) =  
Hoja1.Cells(i, 8)

Next

For i = 46 To 47  
Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4 \* 0.6  
/ 1000

Hoja1.Cells(i, 9) =  
Hoja1.Cells(i, 8)  
Hoja1.Cells(i, 10) =  
Hoja1.Cells(i, 8)  
Next

' LLEGAMOS A UNA  
VELOCIDAD DE 8

' CALCULAMOS EL  
POWERFLOW Y VEMOS LAS  
MÁQUINAS QUE SATURAN

For i = 17 To 19  
Hoja1.Cells(i, 8) = -121.9 \*  
0.6 / 1000

Hoja1.Cells(i, 9) =  
Hoja1.Cells(i, 8)

Hoja1.Cells(i, 10) =  
Hoja1.Cells(i, 8)

Next

For i = 39 To 44  
Hoja1.Cells(i, 8) = -153.4 \*  
0.4 / 1000

Hoja1.Cells(i, 9) =  
Hoja1.Cells(i, 8)

Hoja1.Cells(i, 10) =  
Hoja1.Cells(i, 8)

Next

'DESDE 8,25 HASTA 11,25  
'CALCULAMOS EL  
POWERFLOW Y VEMOS QUE  
no satura ninguna

'A 11,5, LAS g58 19 A 37  
INCLUIDAS y 45&46  
ALCANZAN SU CURVA PQ

For i = 20 To 38  
If PG58 \* 1000 <= 100  
Then  
QG58 = -2.8 \* PG58 \*  
1000

Elseif PG58 \* 1000 <=  
730 Then

QG58 = -280  
Elseif PG58 \* 1000 <=  
850 Then

QG58 = 2.33333 \*  
PG58 \* 1000 - 1983.2

Else  
QG58 = 0  
End If '

Hoja1.Cells(i, 8) =  
QG58 / 1000

Hoja1.Cells(i, 9) =  
QG58 / 1000

Hoja1.Cells(i, 10) =  
QG58 / 1000

Next  
For i = 46 To 47  
If PG58 \* 1000 <= 100

Then  
QG58 = -2.8 \* PG58  
\* 1000

Elseif PG58 \* 1000 <=  
730 Then  
QG58 = -280

Elseif PG58 \* 1000 <=  
850 Then  
QG58 = 2.33333 \*  
PG58 \* 1000 - 1983.2

Else  
QG58 = 0

End If  
Hoja1.Cells(i, 8) =  
QG58 / 1000

Hoja1.Cells(i, 9) =  
QG58 / 1000  
Hoja1.Cells(i, 10) =  
QG58 / 1000

Next

<pre> For i = 45 To 45 ' para cada máquina If PG80 * 1000 &lt;= 200 Then     QG80 = -3.275 * PG80 * 1000 Elseif PG80 * 1000 &lt;= 1370 Then     QG80 = -655 Elseif PG80 * 1000 &lt;= 1770 Then     QG80 = 1.1375 * PG80 * 1000 - 2213.4 Else     QG80 = -200 End If  Hoja1.Cells(i, 8) = QG80 / 1000 Hoja1.Cells(i, 9) = QG80 / 1000 Hoja1.Cells(i, 10) = QG80 / 1000 Next  'A PARTIR DE 11,5, LAS g58 38 A 43 INCLUIDAS ALCANZAN SU CURVA PQ 'luego para 11,75 ya curva PQ For i = 39 To 44 If PG58 * 1000 &lt;= 100 Then     QG58 = -2.8 * PG58 * 1000 Elseif PG58 * 1000 &lt;= 730 Then     QG58 = -280 </pre>	<pre> Elseif PG58 * 1000 &lt;= 850 Then     QG58 = 2.33333 * PG58 * 1000 - 1983.2 Else     QG58 = 0 End If '  Hoja1.Cells(i, 8) = QG58 / 1000 Hoja1.Cells(i, 9) = QG58 / 1000 Hoja1.Cells(i, 10) = QG58 / 1000 Next 'A PARTIR DE 12,25, LAS g47 16 A 18 INCLUIDAS ALCANZAN SU CURVA PQ 'luego para 12,5 ya curva PQ For i = 17 To 19 ' para cada máquina If PG47 * 1000 &lt;= 50 Then     QG47 = -4.6 * PG47 * 1000 Elseif PG47 * 1000 &lt;= 580 Then     QG47 = -230 Elseif PG47 * 1000 &lt;= 700 Then     QG47 = 1.9167 * PG47 * 1000 - 1341.7 Else     QG47 = 0 End If '  Hoja1.Cells(i, 8) = QG47 / 1000 Hoja1.Cells(i, 9) = QG47 / 1000 </pre>	<pre> Hoja1.Cells(i, 10) = QG47 / 1000 Next 'A PARTIR DE 12,75, LAS g47 16 A 18 INCLUIDAS ALCANZAN SU CURVA PQ 'luego para 13 ya curva PQ For i = 2 To 16 ' para cada máquina If PG47 * 1000 &lt;= 50 Then     QG47 = -4.6 * PG47 * 1000 Elseif PG47 * 1000 &lt;= 580 Then     QG47 = -230 Elseif PG47 * 1000 &lt;= 700 Then     QG47 = 1.9167 * PG47 * 1000 - 1341.7 Else     QG47 = 0 End If '  Hoja1.Cells(i, 8) = QG47 / 1000 Hoja1.Cells(i, 9) = QG47 / 1000 Hoja1.Cells(i, 10) = QG47 / 1000 Next  ' ***** ***** </pre>
---	---	---

'PROGRAMAMOS EL COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR QUE MODELA EL RESTO DE 'PARQUES QUE VIERTEN EN 45 kV Y EL Gequivalente QUE LO HACE EN 220 kV: 'Sumamos la potencia Total de Aguallal para la velocidad de viento que corresponda

Dim PTotal as Double

Dim QTotal as Double

Dim Porcentaje as Double

Dim fdp as Double

PTotal = 0

QTotal = 0

For i = 2 To 47

PTotal = PTotal +  
Hoja1.Cells(i, 5)

QTotal = QTotal +  
Hoja1.Cells(i, 8)

Next

Porcentaje = PTotal / 37.55  
'37.55MW es la potencia máxima que puede dar Aguallal

Hoja1.Cells(29, 31) =  
Porcentaje

'Calculamos el factor de potencia con que trabaja Aguallal

If PTotal <> 0 Then

fdp = PTotal / Sqr(PTotal ^ 2 + QTotal ^ 2)

End If

Hoja1.Cells(18, 31) = fdp

' \*\*\*\*\*  
\*\*\*\*\* G RESTO

'La potencia del generador que modela el comportamiento del resto de parques es:

'TENEMOS EN CUENTA UN FACTOR DE SIMULTANEIDAD DEL 70%

Hoja1.Cells(48, 5) =  
Porcentaje \* 87.9 \* 0.7 '87.9 es la potencia máxima de la suma de Todos los parques

Hoja1.Cells(48, 6) =  
Porcentaje \* 87.9 \* 0.7

Hoja1.Cells(48, 7) =  
Porcentaje \* 87.9 \* 0.7

'Conocido el factor de potencia podemos calcular la reactiva

'AHORA, EL FDP DEL PARQUE SERÁ IGUAL AL DE AGUALLAL SIEMPRE QUE EL FDP DE AGUALLAL SEA 'SUPERIOR A 0,9. RECUERDA QUE LOS REGULADORES TRABAJAN PARA CONSEGUIR EN EL PUNTO DE 'FACTURACIÓN UN FDP SUPERIOR A 0.95. CON LOS CONSUMOS DE REACTIVA QUE SE DAN DESDE LA GENERACIÓN 'HASTA EL PUNTO DE FACTURACIÓN, LO LÓGICO ES QUE LA CONSIGNA QUE LE PIDAN AL GresTo SEA DE AL MENOS '0,9. CUANDO FDP Aguallal SEA SUPERIOR A 0,9 EL FDP DE

GresTo SERÁ IGUAL AL DE Aguallal

If fdp > 0.9 Then

Hoja1.Cells(48, 8) = (-  
1) \* Hoja1.Cells(48, 5) \*  
Tan(ACos(fdp))

Hoja1.Cells(48, 9) = (-  
1) \* Hoja1.Cells(48, 5) \*  
Tan(ACos(fdp))

Hoja1.Cells(48, 10) = (-  
1) \* Hoja1.Cells(48, 5) \*  
Tan(ACos(fdp))

Else

Hoja1.Cells(48, 8) = (-  
1) \* Hoja1.Cells(48, 5) \*  
Tan(ACos(0.9))

Hoja1.Cells(48, 9) = (-  
1) \* Hoja1.Cells(48, 5) \*  
Tan(ACos(0.9))

Hoja1.Cells(48, 10) = (-  
1) \* Hoja1.Cells(48, 5) \*  
Tan(ACos(0.9))

End If

Hoja1.Cells(20, 31) =  
ACos(fdp)

' \*\*\*\*\*  
\*\*\*\*\* G  
EQUIVALENTE

'La potencia del generador Geq es:

'TENEMOS EN CUENTA  
UN FACTOR DE  
SIMULTANEIDAD DEL 65%

Hoja1.Cells(49, 5) =  
Porcentaje \* 240 \* 0.65 '240 es  
la potencia máxima de la suma  
de Todos los parques

Hoja1.Cells(49, 6) =  
Porcentaje \* 240 \* 0.65

Hoja1.Cells(49, 7) =  
Porcentaje \* 240 \* 0.65

'Conocido el factor de  
potencia podemos calcular la  
reactiva

'AHORA, EL FDP DEL  
PARQUE SERÁ IGUAL AL DE  
AGUALLAL SIEMPRE QUE  
EL FDP DE AGUALLAL SEA  
'SUPERIOR A 0,95.  
RECUERDA QUE LOS  
REGULADORES TRABAJAN  
PARA CONSEGUIR EN EL  
PUNTO DE 'FACTURACIÓN  
UN FDP SUPERIOR A 0.95

If fdp > 0.95 Then  
Hoja1.Cells(49, 8) = (-1)  
\* Hoja1.Cells(49, 5) \*  
Tan(ACos(fdp))

Hoja1.Cells(49, 9) = (-1)  
\* Hoja1.Cells(49, 5) \*  
Tan(ACos(fdp))

Hoja1.Cells(49, 10) = (-  
1) \* Hoja1.Cells(49, 5) \*  
Tan(ACos(fdp))

Else

Hoja1.Cells(49, 8) = (-1) \*  
Hoja1.Cells(49, 5) \*  
Tan(ACos(0.95))

Hoja1.Cells(49, 9) = (-1) \*  
Hoja1.Cells(49, 5) \*  
Tan(ACos(0.95))

Hoja1.Cells(49, 10) = (-1) \*  
Hoja1.Cells(49, 5) \*  
Tan(ACos(0.95))

End If

'Como comprobación, ambos  
equivalentes deben trabajar al  
mismo factor de potencia 'que  
Agualal

Dim fdpresto as Double  
If Hoja1.Cells(48, 5) <> 0  
Then

fdpresto = Hoja1.Cells(48, 5) /  
Sqr(Hoja1.Cells(48, 5) ^ 2 +  
Hoja1.Cells(48, 8) ^ 2)

End If  
Hoja1.Cells(24, 31) = fdpresto  
Dim fdpGeq as Double  
If Hoja1.Cells(49, 5) <> 0  
Then

fdpGeq = Hoja1.Cells(49, 5) /  
Sqr(Hoja1.Cells(49, 5) ^ 2 +  
Hoja1.Cells(49, 8) ^ 2)

End If  
Hoja1.Cells(26, 31) = fdpGeq  
End Sub

Private Sub  
CommandButton2\_Click()

For i = 2 To 49  
'capacitivo

Hoja1.Cells(i, 8) =  
Abs(Hoja1.Cells(i, 8))

Hoja1.Cells(i, 9) =  
Abs(Hoja1.Cells(i, 9))

Hoja1.Cells(i, 10) =  
Abs(Hoja1.Cells(i, 10))

'inductivo  
Hoja1.Cells(i, 8) = -

Hoja1.Cells(i, 8)  
Hoja1.Cells(i, 9) = -

Hoja1.Cells(i, 9)  
Hoja1.Cells(i, 10) = -

Hoja1.Cells(i, 10)  
Next

End Sub

Private Sub  
CommandButton3\_Click()  
Range("E2:J50").Select  
Selection.Copy  
End Sub

Private Sub  
CommandButton4\_Click()  
Hoja1.Cells(3, 31) =  
Hoja1.Cells(3, 31) + 0.25  
End Sub

Private Sub  
CommandButton5\_Click()  
Hoja1.Cells(3, 31) =  
Hoja1.Cells(3, 31) - 0.25  
End Sub

# ANEXO H

Resultados de los flujos de cargas  
con PSS/E en los nodos de  
subestación y de alta tensión

---



## 16 ANEXO H. Resultados de los flujos de cargas con PSS/E en los nodos de subestación y de alta tensión

Se presentan los resultados de los flujos de cargas en régimen capacitivo para las velocidades entre 3 y 21 m/s en incrementos de 2m/s

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(tm)E										THU, JUN 26 2008 12:48															
PARQUE EÓLICO DEL AGUALLAL										%MVA FOR TRANSFORMERS															
ALTA SANABRIA - ZAMORA										% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES															
X-----	FROM BUS	-----X	AREA	VOLT		GEN	LOAD	SHUNT	X-----	TO BUS	-----X				TRANSFORMER			RATING							
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A
3																									
20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0177	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	20.354		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	0.0	-0.1					3			
											22	2-AT	20.000	1	1	0.0	0.0					1			
											262	26-AT	20.000	1	1	-0.2	-0.5					15			
											45000	45-20/45KV	45.000	1	1	0.2	0.6	1.000	LK			17			
45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0167	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	45.753		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-0.2	-0.4	1.000	UN			5			
											45001	APOYO1	45.000	1	1	0.2	0.4					5			
45001	APOYO1	45.000	1	1.0167	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	45.752		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-0.2	-0.5					6			
											45002	APOYO13	45.000	1	1	0.2	0.5					6			
45002	APOYO13	45.000	1	1.0166	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	45.748		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	-0.2	-1.0					13			
											45003	45-45/220KV	45.000	1	1	0.2	1.0					13			
45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0152	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	45.685		0.2L	0.0	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	-0.2	-1.0					13			
											220001	220-45/220KV	220.00	1	1	0.6	1.2	1.000	LK			17			
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0145	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	223.20		0.4L	0.0	0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-0.6	-0.7	1.000	UN			2			
											220002	REE	220.00	1	1	1.6	1.0					5			
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-1.6	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	223.08		-1.0L	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-1.6	-1.0					5			
5																									
20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0562	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	21.124		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	-1.0	-2.2					66			
											22	2-AT	20.000	1	1	-0.7	-1.5					46			
											262	26-AT	20.000	1	1	-1.4	-2.7					84			
											45000	45-20/45KV	45.000	1	1	3.1	6.4	1.000	LK			196			
45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0404	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0															
			1	46.819		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-3.1	-6.1	1.000	UN			84			
											45001	APOYO1	45.000	1	1	3.1	6.1					84			

X----- FROM BUS -----X AREA										X----- TO BUS -----X										TRANSFORMER				RATING	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ZONE	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	X-- BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A				
45001	APOYO1	45.000	1	1.0402	1.0	0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-3.1	-6.2			86							
				46.810		0.0	0.0	0.0																	
45002	APOYO13	45.000	1	1.0392	1.0	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	3.1	6.2			86							
			1	46.766		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	-3.1	-6.8			92							
45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0296	0.9	5.3	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	3.1	6.8			92							
				46.331		2.6L	0.0	0.0																	
			1	1.0296		5.3	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	-3.1	-6.7			92							
				46.331		2.6L	0.0	0.0																	
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0208	0.5	13.4	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	8.4	9.3	1.000LK		156							
				224.58		4.4L	0.0	0.0																	
			1	1.0208		13.4	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-8.3	-8.6	1.000UN		31							
				224.58		4.4L	0.0	0.0																	
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-21.7	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1	21.7	13.0			65							
				223.08		-12.7L	0.0	0.0																	
7	20000	20-20/45KV	20.000	1.0622	4.9	0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	-3.3	-1.7			101							
				21.244		0.0	0.0	0.0																	
				1.0622		0.0	0.0	0.0	22	2-AT	20.000	1	1	-2.2	-1.2			69							
				21.244		0.0	0.0	0.0																	
				1.0622		0.0	0.0	0.0	262	26-AT	20.000	1	1	-4.3	-1.7			126							
				21.244		0.0	0.0	0.0																	
45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0506	3.6	0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	9.9	4.6	1.000LK		295							
				47.278		0.0	0.0	0.0																	
			1	1.0506		0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-9.8	-4.1	1.000UN		130							
				47.278		0.0	0.0	0.0																	
45001	APOYO1	45.000	1	1.0503	3.5	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	9.8	4.1			130							
				47.265		0.0	0.0	0.0																	
			1	1.0503		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-9.8	-4.2			130							
				47.265		0.0	0.0	0.0																	
45002	APOYO13	45.000	1	1.0490	3.5	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	9.8	4.2			130							
				47.205		0.0	0.0	0.0																	
			1	1.0490		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	-9.8	-4.7			133							
				47.205		0.0	0.0	0.0																	
45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0406	2.9	16.4	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	9.8	4.7			133							
				46.827		7.9L	0.0	0.0																	
			1	1.0406		16.4	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	-9.8	-4.6			133							
				46.827		7.9L	0.0	0.0																	
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0285	1.5	41.5	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	26.2	12.5	1.000LK		358							
				226.28		13.7L	0.0	0.0																	
			1	1.0285		41.5	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-26.1	-11.2	1.000UN		72							
				226.28		13.7L	0.0	0.0																	
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-67.3	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1	67.6	24.8			184							
				223.08		-22.8L	0.0	0.0																	
9	20000	20-20/45KV	20.000	1.0600	10.7	0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	-7.1	-1.2			196							
				21.201		0.0	0.0	0.0																	
				1.0600		0.0	0.0	0.0	22	2-AT	20.000	1	1	-4.8	-1.0			133							
				21.201		0.0	0.0	0.0																	
				1.0600		0.0	0.0	0.0	262	26-AT	20.000	1	1	-9.3	-1.1			255							
				21.201		0.0	0.0	0.0																	

X----- FROM BUS -----X AREA										VOLT		GEN		LOAD		SHUNT		X----- TO BUS -----X										TRANSFORMER				RATING	
BUS#		X-- NAME --X		BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X-- NAME --X		BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A									
										45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0511	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-21.1	-2.1	1.000	UN	259				
										45001	APOYO1	45.000	1	1.0506	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	21.1	2.1			259				
										45002	APOYO13	45.000	1	1.0485	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-21.1	-2.2			259				
										45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0405	6.3	35.2	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	21.1	2.2			259				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0319	3.3	89.2	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	-21.0	-2.7			260				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-143.7	0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	21.0	2.7			260				
										11	20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0529	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374			
										12	1-AT	20.000	1	1.0529	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	56.1	9.2	1.000	LK	701				
										22	2-AT	20.000	1	1.0319	3.3	89.2	0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-56.0	-5.6	1.000	UN	143				
										262	26-AT	20.000	1	1.0319	3.3	89.2	0.0	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1	145.1	23.3			374				
										45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0467	12.4	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0529	16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0467	12.4	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										45001	APOYO1	45.000	1	1.0460	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										45002	APOYO13	45.000	1	1.0432	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0363	9.8	54.4	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.7	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0320	5.1	137.9	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.7	-14.8			374				
										220002	REE</																						

X----- FROM BUS -----X AREA										TO BUS -----X										TRANSFORMER				RATING	
BUS#	X--	NAME	--X BASKV	ZONE	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	X-----	BUS#	X--	NAME	--X BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET A		
13																									
20000	20-20/45KV	20.000			1 1.0207	19.5	0.0	0.0	0.0																
					1 20.414		0.0	0.0	0.0		12	1-AT	20.000	1	1	-12.4	0.2				351				
											22	2-AT	20.000	1	1	-8.8	-0.1				250				
											262	26-AT	20.000	1	1	-14.9	0.8				421				
											45000	45-20/45KV	45.000	1	1	36.1	-0.9	1.000LK		1022					
45000	45-20/45KV	45.000			1 1.0234	14.2	0.0	0.0	0.0																
					1 46.051		0.0	0.0	0.0		20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-35.9	4.4	1.000UN		454					
											45001	APOYO1	45.000	1	1	35.9	-4.4			454					
45001	APOYO1	45.000			1 1.0227	14.2	0.0	0.0	0.0																
					1 46.023		0.0	0.0	0.0		45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-35.9	4.3			454					
											45002	APOYO13	45.000	1	1	35.9	-4.3			454					
45002	APOYO13	45.000			1 1.0200	13.9	0.0	0.0	0.0																
					1 45.901		0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000	1	1	-35.8	3.9			453					
											45003	45-45/220KV	45.000	1	1	35.8	-3.9			453					
45003	45-45/220KV	45.000			1 1.0180	11.2	60.4	0.0	0.0																
					1 45.808		2.3L	0.0	0.0		45002	APOYO13	45.000	1	1	-35.5	5.6			453					
											220001	220-45/220KV	220.00	1	1	95.9	-3.2	1.000LK		1209					
220001	220-45/220KV	220.00			1 1.0233	5.8	153.1	0.0	0.0																
					1 225.13		6.0L	0.0	0.0		45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-95.6	12.8	1.000UN		247					
											220002	REE	220.00	1	1	248.7	-6.8			638					
220002	REE	220.00			1 1.0140	0.0	-244.5	0.0	0.0																
					1 223.08		31.7H	0.0	0.0		220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-244.5	31.7			638					
15																									
20000	20-20/45KV	20.000			1 1.0086	20.1	0.0	0.0	0.0																
					1 20.171		0.0	0.0	0.0		12	1-AT	20.000	1	1	-12.7	0.7			364					
											22	2-AT	20.000	1	1	-9.1	0.3			261					
											262	26-AT	20.000	1	1	-14.9	1.0			428					
											45000	45-20/45KV	45.000	1	1	36.7	-2.1	1.000LK		1052					
45000	45-20/45KV	45.000			1 1.0145	14.7	0.0	0.0	0.0																
					1 45.654		0.0	0.0	0.0		20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-36.5	5.8	1.000UN		468					
											45001	APOYO1	45.000	1	1	36.5	-5.8			468					
45001	APOYO1	45.000			1 1.0139	14.6	0.0	0.0	0.0																
					1 45.627		0.0	0.0	0.0		45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-36.5	5.7			467					
											45002	APOYO13	45.000	1	1	36.5	-5.7			467					
45002	APOYO13	45.000			1 1.0113	14.3	0.0	0.0	0.0																
					1 45.509		0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000	1	1	-36.4	5.3			466					
											45003	45-45/220KV	45.000	1	1	36.4	-5.3			466					
45003	45-45/220KV	45.000			1 1.0111	11.5	61.4	0.0	0.0																
					1 45.499		0.6L	0.0	0.0		45002	APOYO13	45.000	1	1	-36.1	7.1			466					
											220001	220-45/220KV	220.00	1	1	97.5	-6.5	1.000LK		1239					
220001	220-45/220KV	220.00			1 1.0199	6.0	155.7	0.0	0.0																

X----- FROM BUS -----X AREA																	VOLT		GEN		LOAD		SHUNT		X----- TO BUS -----X																	TRANSFORMER				RATING	
BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A																				
220002	REE		220.00	1	224.39				1.4L	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-97.1	16.5	1.000	UN				254																							
				1	1.0140	0.0	-248.4	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1	252.8	-15.1			652																												
				1	223.08		41.1H	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-248.4	41.1			652																												
-----																																															
17																																															
20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0070	20.2			0.0	0.0	0.0	-----																																				
			1	20.139		0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	-12.7	0.8			366																													

X----- FROM BUS -----X AREA										VOLT		GEN		LOAD		SHUNT		X----- TO BUS -----X										TRANSFORMER				RATING	
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A								
21						1	45.575		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV		45.000	1	1	-36.6	5.9			469											
	45002	APOYO13		45.000		1	1.0102	14.4	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13		45.000	1	1	36.6	-5.9			469											
						1	45.457		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1		45.000	1	1	-36.4	5.5			468											
						1	45.457		0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV		45.000	1	1	36.4	-5.5			468											
	45003	45-45/220KV		45.000		1	1.0102	11.5	61.5	0.0	0.0																						
						1	45.458		0.3L	0.0	0.0	45002	APOYO13		45.000	1	1	-36.1	7.3			468											
						1	45.458		0.3L	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00		1	1	97.7	-7.0	1.000LK		1243											
	220001	220-45/220KV	220.00			1	1.0195	6.0	156.0	0.0	0.0																						
						1	224.29		0.8L	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000		1	1	-97.3	17.0	1.000UN		254											
						1	224.29		0.8L	0.0	0.0	220002	REE	220.00		1	1	253.3	-16.2			653											
	220002	REE		220.00		1	1.0140	0.0	-248.9	0.0	0.0																						
						1	223.08		42.3H	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00		1	1	-248.9	42.3			653											
						1	1.0070	20.2	0.0	0.0	0.0																						
						1	20.139		0.0	0.0	0.0																						
												12	1-AT		20.000		1	1	-12.7	0.8			366										
												22	2-AT		20.000		1	1	-9.1	0.4			262										
												262	26-AT		20.000		1	1	-14.9	1.0			429										
												45000	45-20/45KV		45.000		1	1	36.8	-2.2	1.000LK		1056										
	45000	45-20/45KV		45.000		1	1.0134	14.7	0.0	0.0	0.0																						
						1	45.602		0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV		20.000		1	1	-36.6	5.9	1.000UN		469										
						1	45.602		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1		45.000		1	1	36.6	-5.9			469										
	45001	APOYO1		45.000		1	1.0128	14.6	0.0	0.0	0.0																						
						1	45.575		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV		45.000		1	1	-36.6	5.9			469										
						1	45.575		0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13		45.000		1	1	36.6	-5.9			469										
45002	APOYO13		45.000		1	1.0102	14.4	0.0	0.0	0.0																							
					1	45.457		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1		45.000		1	1	-36.4	5.5			468											
					1	45.457		0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV		45.000		1	1	36.4	-5.5			468											
45003	45-45/220KV		45.000		1	1.0102	11.5	61.5	0.0	0.0																							
					1	45.458		0.3L	0.0	0.0	45002	APOYO13		45.000		1	1	-36.1	7.3			468											
					1	45.458		0.3L	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00		1	1	97.7	-7.0	1.000LK		1243												
220001	220-45/220KV	220.00			1	1.0195	6.0	156.0	0.0	0.0																							
					1	224.29		0.8L	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000		1	1	-97.3	17.0	1.000UN		254												
					1	224.29		0.8L	0.0	0.0	220002	REE	220.00		1	1	253.3	-16.2			653												
220002	REE		220.00		1	1.0140	0.0	-248.9	0.0	0.0																							
					1	223.08		42.3H	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00		1	1	-248.9	42.3			653												
25					1	1.0204	7.7	0.0	0.0	0.0																							
					1	20.409		0.0	0.0	0.0																							
	20000	20-20/45KV		20.000		1	1.0204	7.7	0.0	0.0	0.0	12	1-AT		20.000		1	1	-6.9	0.5			195										
					1	20.409		0.0	0.0	0.0	0.0	22	2-AT		20.000		1	1	-7.5	0.3			212										

[illegible]

Se presentan los resultados de los flujos de cargas en régimen inductivo para las velocidades entre 3 y 21 m/s en incrementos de 2m/s

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (tm) E										%MVA FOR TRANSFORMERS									
PARQUE EOLICO DEL AGUALLAL										% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES									
ALTA SANABRIA - ZAMORA																			
X----- FROM BUS -----X		AREA	VOLT		GEN	LOAD	SHUNT	X----- TO BUS -----X		TRANSFORMER		RATING							
BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	% SET A
3																			
20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0087	0.1	0.0	0.0	0.0	-----										
			1	20.175		0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	0.0	0.3			8	
									22	2-AT	20.000	1	1	0.0	0.1			4	
									262	26-AT	20.000	1	1	-0.2	0.5			14	
									45000	45-20/45KV	45.000	1	1	0.2	-0.9	1.000	LK	26	
45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0116	0.1	0.0	0.0	0.0	-----										
			1	45.522		0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-0.2	1.1	1.000	UN	14	
									45001	APOYO1	45.000	1	1	0.2	-1.1			14	
45001	APOYO1	45.000	1	1.0116	0.1	0.0	0.0	0.0	-----										
			1	45.523		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-0.2	1.0			13	
									45002	APOYO13	45.000	1	1	0.2	-1.0			13	
45002	APOYO13	45.000	1	1.0117	0.1	0.0	0.0	0.0	-----										
			1	45.526		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	-0.2	0.5			6	
									45003	45-45/220KV	45.000	1	1	0.2	-0.5			6	
45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0123	0.1	0.4	0.0	0.0	-----										
			1	45.552		-0.2	L	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	-0.2	0.4			6	
									220001	220-45/220KV	220.00	1	1	0.6	-0.7	1.000	LK	11	
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0135	0.0	1.1	0.0	0.0	-----										
			1	222.96		-0.4	L	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-0.6	1.2	1.000	UN	3	
									220002	REE	220.00	1	1	1.6	-1.6			6	
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-1.6	0.0	0.0	-----										
			1	223.08		1.6	H	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-1.6	1.6			6	
5																			
20000	20-20/45KV	20.000	1	0.9587	2.1	0.0	0.0	0.0	-----										
			1	19.174		0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	-1.0	3.3			103	
									22	2-AT	20.000	1	1	-0.7	2.4			75	
									262	26-AT	20.000	1	1	-1.4	3.4			111	
									45000	45-20/45KV	45.000	1	1	3.1	-9.1	1.000	LK	289	
45000	45-20/45KV	45.000	1	0.9837	1.5	0.0	0.0	0.0	-----										
			1	44.267		0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-3.1	9.5	1.000	UN	131	
									45001	APOYO1	45.000	1	1	3.1	-9.5			131	
45001	APOYO1	45.000	1	0.9839	1.5	0.0	0.0	0.0	-----										



X----- FROM BUS -----X AREA VOLT										GEN LOAD SHUNT X----- TO BUS -----X										TRANSFORMER				RATING	
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET A	
45002	APOYO13	45.000	1	44.275		0.0		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1			-3.1	9.4			129			
			1	0.9847	1.4	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1			3.1	-9.4			129					
			1	44.310		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1			-3.1	8.9			123					
			1	44.310		0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1			3.1	-8.9			123					
45003	45-45/220KV	45.000	1	0.9964	1.1	5.3		0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1			-3.0	9.0			123			
			1	44.837		-2.6L	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1			8.3	-11.6	1.000LK		184					
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0085	0.6	13.4		0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1			-8.3	12.4	1.000UN		39			
			1	221.87		-4.4L	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1			21.7	-16.8			71					
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-21.6		0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1			-21.6	17.1			71			
			1	223.08		17.1H	0.0	0.0																	
7																									
20000	20-20/45KV	20.000	1	0.9501	6.0	0.0		0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1			-3.3	3.3			142			
			1	19.001		0.0	0.0	0.0	22	2-AT	20.000	1	1			-2.2	2.4			100					
									262	26-AT	20.000	1	1			-4.3	3.5			168					
									45000	45-20/45KV	45.000	1	1			9.8	-9.2	1.000LK		410					
45000	45-20/45KV	45.000	1	0.9753	4.4	0.0		0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1			-9.8	10.0	1.000UN		184				
			1	43.887		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1			9.8	-10.0			184					
45001	APOYO1	45.000	1	0.9753	4.3	0.0		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1			-9.8	9.9			183			
			1	43.890		0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1			9.8	-9.9			183					
45002	APOYO13	45.000	1	0.9755	4.2	0.0		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1			-9.8	9.4			178			
			1	43.899		0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1			9.8	-9.4			178					
45003	45-45/220KV	45.000	1	0.9865	3.3	16.4		0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1			-9.7	9.6			178			
			1	44.390		-7.9L	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1			26.1	-17.6	1.000LK		409					
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0046	1.7	41.5		0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1			-26.0	19.2	1.000UN		84			
			1	221.01		-13.7L	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1			67.6	-32.8			196					
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-67.2		0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1			-67.2	35.2			196			
			1	223.08		35.2H	0.0	0.0																	
9																									
20000	20-20/45KV	20.000	1	0.9362	12.9	0.0		0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1			-7.1	3.2			239			
			1	18.725		0.0	0.0	0.0	22	2-AT	20.000	1	1			-4.8	2.2			162					
									262	26-AT	20.000	1	1			-9.2	3.9			309					
									45000	45-20/45KV	45.000	1	1			21.1	-9.3	1.000LK		710					

X-----	FROM BUS	-----X	AREA	VOLT		GEN	LOAD	SHUNT	X-----	TO BUS	-----X				TRANSFORMER		RATING					
BUS#	X-- NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X-- NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET A
45000	45-20/45KV	45.000	1	0.9619	9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-21.0	11.1	1.000UN			316		
			1	43.286		0.0	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	21.0	-11.1				316		
45001	APOYO1	45.000	1	0.9618	9.2	0.0	0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-21.0	11.0				316		
			1	43.279		0.0	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	21.0	-11.0				316		
45002	APOYO13	45.000	1	0.9611	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	-20.9	10.6				313		
			1	43.248		0.0	0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	20.9	-10.6				313		
45003	45-45/220KV	45.000	1	0.9714	7.1	35.2	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	-20.8	11.4				313		
			1	43.714		-13.3L	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	55.9	-24.6	1.000LK			807		
220001	220-45/220KV	220.00	1	0.9976	3.7	89.2	0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-55.8	29.2	1.000UN			166		
			1	219.47		-29.3L	0.0	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1	144.9	-58.5				411		
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-143.2	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-143.2	68.8				411		
			1	223.08		68.8H	0.0	0.0	0.0													
11	20000	20-20/45KV	20.000	1	0.9424	19.4	0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	-11.0	3.1				349		
			1	18.849		0.0	0.0	0.0	0.0	22	2-AT	20.000	1	1	-7.5	2.2				240		
										262	26-AT	20.000	1	1	-13.9	3.3				439		
										45000	45-20/45KV	45.000	1	1	32.4	-8.5	1.000LK			1027		
45000	45-20/45KV	45.000	1	0.9667	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-32.3	12.0	1.000UN			457		
			1	43.504		0.0	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	32.3	-12.0				457		
45001	APOYO1	45.000	1	0.9664	13.9	0.0	0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-32.2	11.9				456		
			1	43.487		0.0	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	32.2	-11.9				456		
45002	APOYO13	45.000	1	0.9648	13.6	0.0	0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1	45.000	1	1	-32.1	11.6				454		
			1	43.414		0.0	0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	32.1	-11.6				454		
45003	45-45/220KV	45.000	1	0.9744	10.7	54.4	0.0	0.0	0.0	45002	APOYO13	45.000	1	1	-31.8	13.3				454		
			1	43.849		-10.1L	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	86.2	-23.5	1.000LK			1176		
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0007	5.6	137.9	0.0	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-85.9	32.5	1.000UN			241		
			1	220.15		-25.7L	0.0	0.0	0.0	220002	REE	220.00	1	1	223.8	-58.2				606		
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-220.0	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-220.0	80.7				606		
			1	223.08		80.7H	0.0	0.0	0.0													
13	20000	20-20/45KV	20.000	1	0.9905	20.2	0.0	0.0	0.0	12	1-AT	20.000	1	1	-12.4	1.5				364		
			1	19.811		0.0	0.0	0.0	0.0	22	2-AT	20.000	1	1	-8.8	1.3				260		

X-----	FROM BUS		-----X AREA		VOLT		GEN	LOAD	SHUNT	X-----		TO BUS		-----X		MW	MVAR	TRANSFORMER		RATING			
	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE				PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#			X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT
15	45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0015	14.7	0.0	0.0	0.0	0.0	262	26-AT	20.000	1	1	-14.8	1.1				434		
				1	45.066		0.0	0.0	0.0		45000	45-20/45KV	45.000	1	1	36.1	-3.9	1.000LK			1058		
											20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-35.9	7.6	1.000UN			470		
	45001	APOYO1	45.000	1	1.0009	14.6	0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000	1	1	35.9	-7.6				470		
				1	45.041		0.0	0.0	0.0		45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-35.9	7.5				470		
											45002	APOYO13	45.000	1	1	35.9	-7.5				470		
	45002	APOYO13	45.000	1	0.9985	14.4	0.0	0.0	0.0														
				1	44.934		0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000	1	1	-35.7	7.2				468		
											45003	45-45/220KV	45.000	1	1	35.7	-7.2				468		
	45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0010	11.4	60.4	0.0	0.0														
				1	45.045		-2.3L	0.0	0.0		45002	APOYO13	45.000	1	1	-35.4	9.0				468		
											220001	220-45/220KV	220.00	1	1	95.8	-11.3	1.000LK			1237		
	220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0147	5.9	153.1	0.0	0.0														
				1	223.24		-6.0L	0.0	0.0		45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-95.5	21.3	1.000UN			253		
											220002	REE	220.00	1	1	248.6	-27.2				647		
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-244.3	0.0	0.0															
			1	223.08		52.8H	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-244.3	52.8				647			
20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0014	20.3	0.0	0.0	0.0															
			1	20.027		0.0	0.0	0.0		12	1-AT	20.000	1	1	-12.7	0.9				367			
										22	2-AT	20.000	1	1	-9.1	0.9				264			
										262	26-AT	20.000	1	1	-14.9	1.0				431			
45000	45-20/45KV	45.000	1	1.0093	14.8	0.0	0.0	0.0		45000	45-20/45KV	45.000	1	1	36.7	-2.8	1.000LK			1061			
			1	45.419		0.0	0.0	0.0		20000	20-20/45KV	20.000	1	1	-36.5	6.5	1.000UN			471			
45001	APOYO1	45.000	1	1.0087	14.7	0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000	1	1	36.5	-6.5				471			
			1	45.393		0.0	0.0	0.0		45000	45-20/45KV	45.000	1	1	-36.5	6.5				471			
										45002	APOYO13	45.000	1	1	36.5	-6.5				471			
45002	APOYO13	45.000	1	1.0062	14.4	0.0	0.0	0.0															
			1	45.278		0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000	1	1	-36.4	6.1				470			
										45003	45-45/220KV	45.000	1	1	36.4	-6.1				470			
45003	45-45/220KV	45.000	1	1.0070	11.5	61.4	0.0	0.0															
			1	45.317		-0.6L	0.0	0.0		45002	APOYO13	45.000	1	1	-36.0	7.9				470			
										220001	220-45/220KV	220.00	1	1	97.4	-8.5	1.000LK			1246			
220001	220-45/220KV	220.00	1	1.0179	6.0	155.7	0.0	0.0															
			1	223.94		-1.4L	0.0	0.0		45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-97.1	18.6	1.000UN			255			
										220002	REE	220.00	1	1	252.8	-20.0				654			
220002	REE	220.00	1	1.0140	0.0	-248.3	0.0	0.0															
			1	223.08		46.1H	0.0	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-248.3	46.1				654			
20000	20-20/45KV	20.000	1	1.0027	20.3	0.0	0.0	0.0															

X-----	FROM BUS	-----X	AREA	VOLT		GEN	LOAD	SHUNT	X-----	TO BUS	-----X				TRANSFORMER			RATING							
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A
					1	20.054		0.0	0.0	0.0	12	1-AT			20.000	1	1	-12.7	0.8			367			
											22	2-AT			20.000	1	1	-9.1	0.8			264			
											262	26-AT			20.000	1	1	-14.9	1.0			430			
											45000	45-20/45KV			45.000	1	1	36.8	-2.7	1.000	LK	1062			
45000	45-20/45KV		45.000		1	1.0103	14.8	0.0	0.0	0.0															
					1	45.464		0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV			20.000	1	1	-36.6	6.4	1.000	UN	472			
											45001	APOYO1			45.000	1	1	36.6	-6.4			472			
45001	APOYO1		45.000		1	1.0097	14.7	0.0	0.0	0.0															
					1	45.438		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV			45.000	1	1	-36.6	6.3			471			
											45002	APOYO13			45.000	1	1	36.6	-6.3			471			
45002	APOYO13		45.000		1	1.0072	14.4	0.0	0.0	0.0															
					1	45.322		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1			45.000	1	1	-36.4	6.0			470			
											45003	45-45/220KV			45.000	1	1	36.4	-6.0			470			
45003	45-45/220KV		45.000		1	1.0078	11.5	61.5	0.0	0.0															
					1	45.352		-0.3L	0.0	0.0	45002	APOYO13			45.000	1	1	-36.1	7.8			470			
											220001	220-45/220KV	220.00		1	1	97.6	-8.1	1.000	LK	1247				
220001	220-45/220KV	220.00			1	1.0183	6.0	156.0	0.0	0.0															
					1	224.03		-0.8L	0.0	0.0	45003	45-45/220KV			45.000	1	1	-97.3	18.2	1.000	UN	255			
											220002	REE			220.00	1	1	253.3	-19.0			655			
220002	REE		220.00		1	1.0140	0.0	-248.9	0.0	0.0															
					1	223.08		45.3H	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00		1	1	-248.9	45.3			655				
19																									
20000	20-20/45KV		20.000		1	1.0027	20.3	0.0	0.0	0.0															
					1	20.054		0.0	0.0	0.0	12	1-AT			20.000	1	1	-12.7	0.8			367			
											22	2-AT			20.000	1	1	-9.1	0.8			264			
											262	26-AT			20.000	1	1	-14.9	1.0			430			
											45000	45-20/45KV			45.000	1	1	36.8	-2.7	1.000	LK	1062			
45000	45-20/45KV		45.000		1	1.0103	14.8	0.0	0.0	0.0															
					1	45.464		0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV			20.000	1	1	-36.6	6.4	1.000	UN	472			
											45001	APOYO1			45.000	1	1	36.6	-6.4			472			
45001	APOYO1		45.000		1	1.0097	14.7	0.0	0.0	0.0															
					1	45.438		0.0	0.0	0.0	45000	45-20/45KV			45.000	1	1	-36.6	6.3			471			
											45002	APOYO13			45.000	1	1	36.6	-6.3			471			
45002	APOYO13		45.000		1	1.0072	14.4	0.0	0.0	0.0															
					1	45.322		0.0	0.0	0.0	45001	APOYO1			45.000	1	1	-36.4	6.0			470			
											45003	45-45/220KV			45.000	1	1	36.4	-6.0			470			
45003	45-45/220KV		45.000		1	1.0078	11.5	61.5	0.0	0.0															
					1	45.352		-0.3L	0.0	0.0	45002	APOYO13			45.000	1	1	-36.1	7.8			470			
											220001	220-45/220KV	220.00		1	1	97.6	-8.1	1.000	LK	1247				
220001	220-45/220KV	220.00			1	1.0183	6.0	156.0	0.0	0.0															
					1	224.03		-0.8L	0.0	0.0	45003	45-45/220KV			45.000	1	1	-97.3	18.2	1.000	UN	255			
											220002	REE			220.00	1	1	253.3	-19.0			655			
220002	REE		220.00		1	1.0140	0.0	-248.9	0.0	0.0															

X-----	FROM BUS	-----X AREA	VOLT		GEN	LOAD	SHUNT X-----	TO BUS	-----X									TRANSFORMER		RATING		
BUS#	X--	NAME	--X BASKV	ZONE	PW/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	% SET A	
21					1	223.08		45.3H	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00		1	1	-248.9	45.3		655		
	20000	20-20/45KV	20.000		1	1.0027	20.3	0.0	0.0	0.0												
					1	20.054		0.0	0.0	0.0												
											12	1-AT	20.000		1	1	-12.7	0.8		367		
											22	2-AT	20.000		1	1	-9.1	0.8		264		
											262	26-AT	20.000		1	1	-14.9	1.0		430		
											45000	45-20/45KV	45.000		1	1	36.8	-2.7	1.000LK	1062		
	45000	45-20/45KV	45.000		1	1.0103	14.8	0.0	0.0	0.0												
					1	45.464		0.0	0.0	0.0	20000	20-20/45KV	20.000		1	1	-36.6	6.4	1.000UN	472		
45001	APOYO1		45.000		1	1.0097	14.7	0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000		1	1	36.6	-6.4		472	
					1	45.438		0.0	0.0	0.0												
											45000	45-20/45KV	45.000		1	1	-36.6	6.3		471		
											45002	APOYO13	45.000		1	1	36.6	-6.3		471		
	45002	APOYO13	45.000		1	1.0072	14.4	0.0	0.0	0.0												
					1	45.322		0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000		1	1	-36.4	6.0		470	
											45003	45-45/220KV	45.000		1	1	36.4	-6.0		470		
	45003	45-45/220KV	45.000		1	1.0078	11.5	61.5	0.0	0.0												
					1	45.352		-0.3L	0.0	0.0		45002	APOYO13	45.000		1	1	-36.1	7.8		470	
220001	220-45/220KV	220.00		1	1.0183	6.0	156.0	0.0	0.0													
					1	224.03		-0.8L	0.0	0.0		45003	45-45/220KV	45.000		1	1	-97.3	18.2	1.000UN	255	
											220002	REE	220.00		1	1	253.3	-19.0		655		
	220002	REE	220.00		1	1.0140	0.0	-248.9	0.0	0.0												
					1	223.08		45.3H	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00		1	1	-248.9	45.3		655		
	25	20000	20-20/45KV	20.000		1	1.0166	7.8	0.0	0.0	0.0											
						1	20.331		0.0	0.0	0.0											
												12	1-AT	20.000		1	1	-6.9	0.5		196	
												22	2-AT	20.000		1	1	-7.5	0.7		213	
											262	26-AT	20.000		1	1	0.0	0.0		1		
											45000	45-20/45KV	45.000		1	1	14.3	-1.2	1.000LK	409		
45000		45-20/45KV	45.000		1	1.0190	5.7	0.0	0.0	0.0												
					1	45.856		0.0	0.0	0.0		20000	20-20/45KV	20.000		1	1	-14.3	1.9	1.000UN	181	
											45001	APOYO1	45.000		1	1	14.3	-1.9		181		
45001	APOYO1		45.000		1	1.0188	5.7	0.0	0.0	0.0												
					1	45.845		0.0	0.0	0.0		45000	45-20/45KV	45.000		1	1	-14.3	1.8		181	
											45002	APOYO13	45.000		1	1	14.3	-1.8		181		
	45002	APOYO13	45.000		1	1.0177	5.6	0.0	0.0	0.0												
					1	45.796		0.0	0.0	0.0		45001	APOYO1	45.000		1	1	-14.3	1.3		181	
											45003	45-45/220KV	45.000		1	1	14.3	-1.3		181		
	45003	45-45/220KV	45.000		1	1.0162	4.5	23.9	0.0	0.0												
					1	45.728		-0.3L	0.0	0.0		45002	APOYO13	45.000		1	1	-14.2	1.5		181	
											220001	220-45/220KV	220.00		1	1	38.1	-1.8	1.000LK	482		

X----- FROM BUS -----X			AREA	VOLT	ANGLE	GEN	LOAD	SHUNT	X----- TO BUS -----X			MW	MVAR	TRANSFORMER		AMPS	RATING	
BUS#	X--	NAME	--X BASKV	ZONE		MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X BASKV	AREA	CKT	RATIO	ANGLE	%	SET A
				1	223.99	-0.8L	0.0	0.0	45003	45-45/220KV	45.000	1	1	-38.1	3.8	1.000UN		99
									220002	REE	220.00	1	1	98.7	-4.7			255
220002	REE		220.00	1	1.0140	0.0	-98.0	0.0	0.0	-----								
				1	223.08	8.6H	0.0	0.0	220001	220-45/220KV	220.00	1	1	-98.0	8.6			255

# Bibliografía

---

## 17 Bibliografía

*Redes Eléctricas. Funcionamiento y Protección.* Pierre Henriet. Editorial Mayo. 1ª Edición, 1961.

*Análisis de Sistemas de Potencia.* John J. Grainger & William D. Stevenson Jr. Editorial McGraw Hill. 2ª Edición, 1996.

*Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica.* J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz & S. Arnalte Gómez. Editorial Rueda. 1ª Edición, 2003.

*Wind Power in Power Systems.* Thomas Ackerman. Editorial John Wiley & Sons, Ltd. 1ª Edición, 2005.

*Modelling of the Wind Turbine with a Doubly Fed Induction Generator for Grid Integrations Studies.* Yazhou Lei, Alan Mullane, Gordon Lightbody & Robert Yacamini. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.21, NO. 21, Marzo de 2006.

*Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines.* S. Müller, M. Deicke & Rik W. de Doncker. IEEE Industry Applications Magazine. Mayo – Junio de 2002.





*Luis Solano López, en Madrid a 21 de Julio de 2008*

